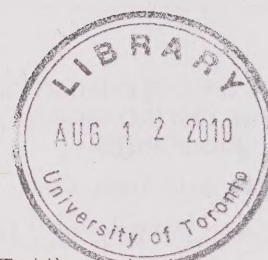


A1
C27
55



Third Session
Fortieth Parliament, 2010

Troisième session de la
quarantième législature, 2010

SENATE OF CANADA

SÉNAT DU CANADA

*Proceedings of the Standing
Senate Committee on*

*Délibérations du Comité
sénatorial permanent de l'*

Energy, the Environment and Natural Resources

Énergie, de l'environnement et des ressources naturelles

Chair:

The Honourable W. DAVID ANGUS

Président :

L'honorable W. DAVID ANGUS

Tuesday, June 15, 2010
Thursday, June 17, 2010

Le mardi 15 juin 2010
Le jeudi 17 juin 2010

Issue No. 9

Fascicule n° 9

Nineteenth and twentieth meetings on:

The current state and future of Canada's energy sector
(Canadian offshore oil/gas exploration and drilling:
the current status of operations/applicable
regulatory rules and regulations)

Dix-neuvième et vingtième réunions concernant :

L'état actuel et futur du secteur de l'énergie du Canada
(L'exploration et le forage pétroliers/gaziers
au large des côtes du Canada : la situation actuelle
des activités/règles et règlements applicables)

INCLUDING:

THE SIXTH REPORT OF THE COMMITTEE
(Special study budget
(Energy Sector) — 2010-2011)

Y COMPRIS :

LE SIXIÈME RAPPORT DU COMITÉ
(Budget pour étude spéciale
(secteur de l'énergie) 2010-2011)

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS :

(Voir à l'endos)

THE STANDING SENATE COMMITTEE
ON ENERGY, THE ENVIRONMENT
AND NATURAL RESOURCES

The Honourable W. David Angus, *Chair*

The Honourable Grant Mitchell, *Deputy Chair*

and

The Honourable Senators:

Banks	Massicotte
Brown	McCoy
* Cowan	Neufeld
(or Tardif)	Peterson
Frum	Raine
Lang	Seidman
* LeBreton, P.C.	
(or Comeau)	

* Ex officio members

(Quorum 4)

Changes in membership of the committee:

Pursuant to rule 85(4), membership of the committee was amended as follows:

The Honourable Senator Raine replaced the Honourable Senator Dickson (*June 17, 2010*).

The Honourable Senator Frum replaced the Honourable Senator Housakos (*June 16, 2010*).

The Honourable Senator Housakos replaced the Honourable Senator Frum (*June 14, 2010*).

LE COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT
DE L'ÉNERGIE, DE L'ENVIRONNEMENT
ET DES RESSOURCES NATURELLES

Président : L'honorable W. David Angus

Vice-président : L'honorable Grant Mitchell

et

Les honorables sénateurs :

Banks	Massicotte
Brown	McCoy
* Cowan	Neufeld
(ou Tardif)	Peterson
Frum	Raine
Lang	Seidman
* LeBreton, C.P.	
(ou Comeau)	

* Membres d'office

(Quorum 4)

Modifications de la composition du comité :

Conformément à l'article 85(4) du Règlement, la liste des membres du comité est modifiée, ainsi qu'il suit :

L'honorable sénateur Raine a remplacé l'honorable sénateur Dickson (*le 17 juin 2010*).

L'honorable sénateur Frum a remplacé l'honorable sénateur Housakos (*le 16 juin 2010*).

L'honorable sénateur Housakos a remplacé l'honorable sénateur Frum (*le 14 juin 2010*).

MINUTES OF PROCEEDINGS

OTTAWA, Tuesday, June 15, 2010
(21)

[English]

The Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources met this day, at 7:16 p.m., in room 257, East Block, the chair, the Honourable W. David Angus, presiding.

Members of the committee present: The Honourable Senators Angus, Banks, Dickson, Lang, Massicotte, McCoy, Mitchell, Neufeld, Peterson and Seidman (10).

In attendance: Marc LeBlanc and Sam Banks, Analysts, Parliamentary Information and Research Service, Library of Parliament; et Tracie LeBlanc, Communications Officer, Communications Directorate.

Also in attendance: The official reporters of the Senate.

Pursuant to the order of reference adopted by the Senate on Thursday, March 11, 2010, the committee continued its examination of the current state and future of Canada's energy sector (including alternative energy). (*For complete text of the order of reference, see proceedings of the committee, Issue No. 1.*) (Canadian Offshore oil/gas exploration and drilling: the current status of operations/applicable regulatory rules and regulations.)

WITNESSES:

Canadian Coast Guard:

René Grenier, Deputy Commissioner;

Alex Li, Director, Safety and Environmental Response;

Chantal Guenette, Manager, Environmental Response.

Eastern Canada Response Corporation (ECRC):

James Carson, President and General Manager.

The chair made an opening statement.

Mr. Grenier and Mr. Carson each made a statement and, together with Mr. Li and Ms. Guenette, answered questions.

At 8:49 p.m., the committee suspended.

At 8:55 p.m., the committee, pursuant to rule 92(2)(f), continued in camera to consider a draft report. It was agreed that senators' staff be authorized to remain.

After debate, it was agreed that:

The draft report be adopted as modified;

That the Subcommittee on Agenda and Procedure, together with Senator McCoy, be authorized to make editorial revisions of the text and to approve the final text; and

That the chair be authorized to table the report at a future sitting of the Senate.

At 9:34 p.m., the committee adjourned to the call of the chair.

ATTEST:

PROCÈS-VERBAUX

OTTAWA, le mardi 15 juin 2010
(21)

[Traduction]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui, à 19 h 16, dans la pièce 257 de l'édifice de l'Est, sous la présidence de l'honorable W. David Angus (*président*).

Membres du comité présents : Les honorables sénateurs Angus, Banks, Dickson, Lang, Massicotte, McCoy, Mitchell, Neufeld, Peterson et Seidman (10).

Également présents : Marc LeBlanc et Sam Banks, analystes, Service d'information et de recherche parlementaires, Bibliothèque du Parlement; and Tracie LeBlanc, agente de communications, Direction des communications.

Aussi présents : Les sténographes officiels du Sénat.

Conformément à l'ordre de renvoi adopté par le Sénat le jeudi 11 mars 2010, le comité poursuit son examen de l'état actuel et futur du secteur de l'énergie du Canada (y compris les énergies de remplacement). (*Le texte intégral de l'ordre de renvoi figure au fascicule n° 1 des délibérations du comité.*) (L'exploration et le forage pétroliers/gaziers au large des côtes du Canada : la situation actuelle des activités/règles et règlements applicables.)

TÉMOINS :

Garde côtière canadienne :

René Grenier, sous-commissaire;

Alex Li, directeur, Systèmes de sécurité et d'intervention environnementale;

Chantal Guenette, gestionnaire, Intervention environnementale.

Société d'intervention maritime, Est du Canada (SIMEC) :

James Carson, président et directeur général.

Le président ouvre la séance.

MM. Grenier et Carson font chacun une déclaration puis, avec M. Li et Mme Guenette, répondent aux questions.

À 20 h 49, la séance est suspendue.

À 20 h 55, conformément à l'article 92(2)f) du Règlement, la séance reprend à huis clos pour examiner un projet de rapport. Il est convenu que le personnel des sénateurs soit autorisé à demeurer dans la pièce.

Après débat, il est convenu :

Que le projet de rapport modifié soit adopté;

Que le Sous-comité du programme et de la procédure, avec le sénateur McCoy, soit autorisé à apporter des modifications de forme au rapport et à en approuver la version finale; et

Que le président soit autorisé à soumettre le rapport à la prochaine séance du Sénat.

À 21 h 34, le comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation de la présidence.

ATTESTÉ :

OTTAWA, Thursday, June 17, 2010
(22)

[English]

The Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources met this day, at 8:11 a.m., in room 257, East Block, the chair, the Honourable W. David Angus, presiding.

Members of the committee present: The Honourable Senators Angus, Brown, Dickson, Frum, Lang, Massicotte, Neufeld, Peterson, Raine and Seidman (10).

In attendance: Sam Banks, Analyst, Parliamentary Information and Research Service, Library of Parliament; and Tracie LeBlanc, Communications Officer, Communications Directorate.

Also in attendance: The official reporters of the Senate.

Pursuant to the order of reference adopted by the Senate on Thursday, March 11, 2010, the committee continued its examination of the current state and future of Canada's energy sector (including alternative energy). (*For complete text of the order of reference, see proceedings of the committee, Issue No. 1.*) (Canadian Offshore oil/gas exploration and drilling: the current status of operations/applicable regulatory rules and regulations.)

WITNESSES:

Husky Oil Operations Limited:

Paul McCloskey, Vice-President, East Coast Operations;

Al Pate, General Manager, Exploration and Production Services.

EnCana Corporation:

Malcolm Weatherston, Project General Manager, Deep Panuke, Canadian Division, Atlantic Canada;

William Zukiwski, Drilling & Completions Superintendent, Deep Panuke, Canadian Division, Atlantic Canada.

The chair made an opening statement.

Mr. McCloskey made a statement and, together with Mr. Pate, answered questions.

Mr. Weatherston made a statement and, together with Mr. Zukiwski, answered questions.

At 10:21 a.m., the committee adjourned to the call of the chair.

ATTEST:

La greffière du comité,

Lynn Gordon

Clerk of the Committee

OTTAWA, le jeudi 17 juin 2010
(22)

[Traduction]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui, à 8 h 11, dans la pièce 257 de l'édifice de l'Est, sous la présidence de l'honorable W. David Angus (*président*).

Membres du comité présents : Les honorables sénateurs Angus, Brown, Dickson, Frum, Lang, Massicotte, Neufeld, Peterson, Raine et Seidman (10).

Également présents : Sam Banks, analyste, Service d'information et de recherche parlementaires, Bibliothèque du Parlement; et Tracie LeBlanc, agente de communications, Direction des communications.

Aussi présents : Les sténographes officiels du Sénat.

Conformément à l'ordre de renvoi adopté par le Sénat le jeudi 11 mars 2010, le comité poursuit son examen de l'état actuel et futur du secteur de l'énergie du Canada (y compris les énergies de remplacement). (*Le texte intégral de l'ordre de renvoi figure au fascicule n° 1 des délibérations du comité.*) (L'exploration et le forage pétroliers/gaziers au large des côtes du Canada : la situation actuelle des activités/règles et règlements applicables.)

TÉMOINS :

Husky Oil Operations Limited :

Paul McCloskey, vice-président, Opérations de la côte Est;

Al Pate, directeur général, Services d'exploration et de production.

EnCana Corporation :

Malcolm Weatherston, gestionnaire général de projet, Deep Panuke, Division canadienne, Canada atlantique;

William Zukiwski, surintendant, Forage et complétion, Deep Panuke, Division canadienne, Canada atlantique.

Le président ouvre la séance.

M. McCloskey fait une déclaration puis, avec M. Pate, répond aux questions.

M. Weatherston fait une déclaration puis, avec M. Zukiwski, répond aux questions.

À 10 h 21, le comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation de la présidence.

ATTESTÉ :

REPORT OF THE COMMITTEE

Thursday, June 17, 2010

The Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources has the honour to present its

SIXTH REPORT

Your committee, which was authorized by the Senate on Thursday, March 11, 2010 to examine and report on the current state and future of Canada's energy sector (including alternative energy) respectfully requests funds for the fiscal year ending March 31, 2011, and that it be empowered to engage the services of such counsel, technical, clerical and other personnel as may be necessary.

Pursuant to Chapter 3:06, section 2(1)(c) of the *Senate Administrative Rules*, the budget submitted to the Standing Committee on Internal Economy, Budgets and Administration and the report thereon of that committee are appended to this report.

Respectfully submitted,

Le président,

W. DAVID ANGUS

Chair

RAPPORT DU COMITÉ

Le jeudi 17 juin 2010

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles à l'honneur de présenter son

SIXIÈME RAPPORT

Votre comité, qui a été autorisé par le Sénat le jeudi 11 mars 2010 à examiner l'état actuel et futur du secteur de l'énergie du Canada (y compris les énergies de remplacement) et à en faire rapport demande respectueusement des fonds pour l'exercice financier se terminant le 31 mars 2011, et qu'il soit autorisé à embaucher tout conseiller juridique et personnel technique, de bureau ou autre dont il pourrait avoir besoin.

Conformément au chapitre 3:06, article 2(1)(c) du *Règlement administratif du Sénat*, le budget présenté au Comité permanent de la régie interne, des budgets et de l'administration ainsi que le rapport s'y rapportant, sont annexés au présent rapport.

Respectueusement soumis,

**STANDING SENATE COMMITTEE ON
ENERGY, THE ENVIRONMENT AND
NATURAL RESOURCES**

SPECIAL STUDY, ENERGY SECTOR

**APPLICATION FOR BUDGET AUTHORIZATION
FOR THE FISCAL YEAR ENDING
MARCH 31, 2011**

Extract of the *Journals of the Senate*, March 11, 2010:

The Honourable Senator Angus moved, seconded by the Honourable Senator Andreychuk:

That the Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources be authorized to examine and report on the current state and future of Canada's energy sector (including alternative energy). In particular, the committee shall be authorized to:

- (a) Examine the current state of the energy sector across Canada, including production, manufacturing, transportation, distribution, sales, consumption and conservation patterns;
- (b) Examine the federal and provincial/territorial roles in the energy sector and system in Canada;
- (c) Examine current domestic and international trends and anticipated usage patterns and market conditions, including trade and environmental measures and opportunities, likely to influence the sector's and energy system's future sustainability;
- (d) Develop a national vision for the long-term positioning, competitiveness and security of Canada's energy sector; and
- (e) Recommend specific measures by which the federal government could help bring that vision to fruition.

That the papers and evidence received and taken and work accomplished by the committee on this subject since the beginning of the Second Session of the Fortieth Parliament be referred to the committee; and

That the committee submit its final report no later than June 30, 2011 and that the committee retain all powers necessary to publicize its findings until 180 days after the tabling of the final report.

The question being put on the motion, it was adopted.

Le greffier du Sénat,

Gary W. O'Brien

Clerk of the Senate

**COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT
DE L'ÉNERGIE, DE L'ENVIRONNEMENT ET
DES RESSOURCES NATURELLES**

ÉTUDE SPÉCIALE, SECTEUR DE L'ÉNERGIE

**DEMANDE D'AUTORISATION DE BUDGET POUR
L'EXERCICE FINANCIER SE TERMINANT
LE 31 MARS 2011**

Extrait des *Journaux du Sénat* du 11 mars 2010:

L'honorable sénateur Angus propose, appuyé par l'honorable sénateur Andreychuk,

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles soit autorisé à examiner l'état actuel et futur du secteur de l'énergie du Canada (y compris les énergies de remplacement) et à en faire rapport, c'est-à-dire, notamment:

- a) Examiner l'état actuel du secteur de l'énergie dans l'ensemble du Canada, y compris la production, la fabrication, le transport, la distribution, les ventes, la consommation et les habitudes de conservation;
- b) Examiner le rôle des gouvernements fédéral et provinciaux/territoriaux dans le secteur et le système de l'énergie au Canada;
- c) Examiner les tendances intérieures et internationales actuelles ainsi que les habitudes d'utilisation et les conditions du marché prévues, y compris les mesures et les possibilités commerciales et environnementales qui sont susceptibles d'influer sur la durabilité future du secteur et du système de l'énergie;
- d) Concevoir une vision nationale pour le positionnement, la compétitivité et la sécurité à long terme du secteur canadien de l'énergie;
- e) Recommander des mesures particulières grâce auxquelles le gouvernement fédéral pourra donner corps à cette vision;

Que les documents reçus, les témoignages entendus, et les travaux accomplis par le comité sur ce sujet depuis le début de la deuxième session de la quarantième législature soient renvoyés au comité;

Que le comité présente son rapport final au plus tard le 30 juin 2011 et qu'il conserve tous les pouvoirs nécessaires pour diffuser ses conclusions dans les 180 jours suivant le dépôt du rapport final.

La motion, mise aux voix, est adoptée.

SUMMARY OF EXPENDITURES

Professional and Other Services	\$26 750
Transportation and Communications	\$118, 065
All Other Expenditures	\$42 750
TOTAL	\$187 565

The above budget was approved by the Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources on Thursday, June 3, 2010.

The undersigned or an alternate will be in attendance on the date that this budget is considered.

Date _____
 W. DAVID ANGUS
 Chair, Standing Senate Committee on
 Energy, the Environment and Natural
 Resources

Date _____
 DAVID TKACHUK
 Chair, Standing Committee on Internal
 Economy, Budgets and Administration

HISTORICAL INFORMATION

	2009-2010
Budget	\$76, 580
Expenses	\$25, 767

SOMMAIRE DES DÉPENSES

Services professionnels et autres	26 750 \$
Transports et communications	118 065 \$
Autres dépenses	42 750 \$
TOTAL	187 565 \$

Le budget ci-dessus a été approuvé par le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles le jeudi 3 juin 2010.

Le soussigné ou son remplaçant assistera à la séance au cours de laquelle le présent budget sera étudié.

Date _____
 W. DAVID ANGUS
 Président du Comité sénatorial permanent
 de l'énergie, de l'environnement et des
 ressources naturelles

Date _____
 DAVID TKACHUK
 Président du Comité permanent de la régie
 interne, des budgets et de l'administration

DONNÉES ANTÉRIEURES

	2009-2010
Budget	76, 580 \$
Dépenses	25, 767 \$

STANDING SENATE COMMITTEE ON
ENERGY, THE ENVIRONMENT AND NATURAL RESOURCES
SPECIAL STUDY, ENERGY SECTOR
EXPLANATION OF BUDGET ITEMS
APPLICATION FOR BUDGET AUTHORIZATION
FOR THE FISCAL YEAR ENDING MARCH 31, 2011

GENERAL EXPENSES

PROFESSIONAL AND OTHER SERVICES

1. Hospitality — general (0410)	1 000	
2. Website (0303)	12 000	
Sub-total		\$13 000

ALL OTHER EXPENDITURES

OTHER

1. Miscellaneous expenses (0798)	1 000	
Sub-total		\$1 000

Total of General Expenses

\$14 000

ACTIVITY 1 : Tour of Ontario Nuclear Facilities

FACT-FINDING (Summer or Fall 2010)

15 participants: 12 Senators, 3 staff

(Staff: 1 Clerk, 2 Analysts)

TRANSPORTATION AND COMMUNICATIONS

TRAVEL

1. Hotel accommodation	4 800	
<i>12 senators, \$160/night, 2 nights (0222)</i>		
<i>3 staff, \$160/night, 2 nights (0226)</i>		
2. Per diem	3195	
<i>12 senators, \$71/day, 3 days (0221)</i>		
<i>3 staff, \$71/day, 3 days (0225)</i>		
3. Working meals (travel) (0231)	700	
4. Ground transportation — taxis	450	
<i>12 senators x \$30 (0223)</i>		
<i>3 staff x \$30 (0232)</i>		
5. Ground transportation — bus rental (0228)	3 500	
Sub-total		\$12 645

ALL OTHER EXPENDITURES

OTHER

1. Miscellaneous costs on travel (0229)	1 000	
---	-------	--

RENTALS

2. Rental of meeting rooms (0540)	200	
<i>(1 day, \$200/day)</i>		

Sub-total		\$1 200
-----------	--	---------

Total of Activity 1

\$13 845

ACTIVITY 2: Montreal**FACT-FINDING AND PUBLIC HEARINGS (Fall 2010)**

22 participants: 12 Senators, 10 staff

(Staff: 1 Clerk, 1 Admin., 2 Analysts, 1 Communications Advisor,
3 interpreters, 2 stenographers)**PROFESSIONAL AND OTHER SERVICES**

1. Reporting/transcribing (0403)	2 750
(1 day, \$2750/day)	
Sub-total	\$2 750

TRANSPORTATION AND COMMUNICATIONS**TRAVEL**

1. Ground transportation — train	1 500
12 senators x \$0 (0224)	
10 staff x \$150 (0227)	
2. Hotel accommodation	4 400
12 senators, \$200/night, 1 night (0222)	
10 staff, \$200/night, 1 night (0226)	
3. Per diem	3 740
12 senators, \$85/day, 2 days (0221)	
10 staff, \$85/day, 2 days (0225)	
4. Working meals (travel) (0231)	1 200
5. Ground transportation — bus rental (0228)	600
(1 day, \$600/day)	
6. Ground transportation — taxis	1 320
12 senators x \$60 (0223)	
10 staff x \$60 (0232)	
Sub-total	\$12 760

ALL OTHER EXPENDITURES**OTHER**

1. Advertising (0319)	7 500
2. Miscellaneous costs on travel (0229)	1 000

RENTALS

3. Rental of meeting rooms (0540)	800
(1 day, \$800/day)	
4. Reporting/interpretation equipment (0500)	1 750
(1 day, \$1750/day)	
Sub-total	\$11 050

Total of Activity 2**\$26 560**

ACTIVITY 3: Maritimes (Halifax, St. John, St. John's, Charlottetown)**FACT-FINDING AND PUBLIC HEARINGS (Fall 2010)****22 participants: 12 Senators, 10 staff****(Staff: 1 Clerk, 1 Admin., 2 Analysts,****1 Communications Advisor, 3 interpreters, 2 stenographers)****PROFESSIONAL AND OTHER SERVICES**

1. Reporting/transcribing (0403) (4 days, \$2750/day)	11 000	
Sub-total		\$11 000

TRANSPORTATION AND COMMUNICATIONS**TRAVEL**

1. Hotel accommodation 12 senators, \$200/night, 4 nights (0222) 8 staff, \$200/night, 4 night (0226) 2 staff, \$200/night, 3 nights (0226)	17 200	
2. Per diem 12 senators, \$85/day, 5 days (0221) 8 staff, \$85/day, 5 days (0225)	8 500	
3. Working meals (travel) (0231)	1 320	
4. Ground transportation — taxis 12 senators x \$120 (0223) 10 staff x \$120 (0232)	2 640	
5. Ground transportation — bus rental (0228) (5 days, \$600/day)	3 000	
6. Charter flight (0233) (Sole source)	60 000	
Sub-total		\$92 660

ALL OTHER EXPENDITURES**OTHER**

1. Advertising (0319)	8 500	
2. Miscellaneous costs on travel (0229)	1 000	

RENTALS

3. Rental of meeting rooms (0540) (4 days, \$500/day)	2 000	
4. Reporting/interpretation equipment (0500) (4 days, \$4500/day)	18 000	
Sub-total		\$29 500

Total of Activity 3	\$133 160
----------------------------	------------------

Grand Total	\$ 187 565
--------------------	-------------------

The Senate administration has reviewed this budget application.

Heather Lank, Principal Clerk,
Committees Directorate

Date

Nicole Proulx, Director of Finance

Date

**COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT
DE L'ÉNERGIE, DE L'ENVIRONNEMENT ET
DES RESSOURCES NATURELLES
ÉTUDE SPÉCIALE, SECTEUR DE L'ÉNERGIE
DEMANDE D'AUTORISATION DE BUDGET POUR
L'EXERCICE FINANCIER SE TERMINANT LE 31 MARS 2011**

DÉPENSES GÉNÉRALES

SERVICES PROFESSIONNELS ET AUTRES

1. Frais d'accueil — divers (0410)	1 000	
2. Achat d'un site Web (0303)	12 000	
Sous-total		13 000 \$

AUTRES DÉPENSES

AUTRES

1. Frais divers (0798)	1 000	
Sous-total		1 000 \$

Total des dépenses générales **14 000 \$**

ACTIVITÉ 1 : Visite des installations nucléaires d'Ontario

MISSION D'ÉTUDE (été ou automne 2010)

15 participants: 12 sénateurs, 3 employés

(Employés : 1 greffier, 2 analystes)

TRANSPORTS ET COMMUNICATIONS

DÉPLACEMENTS

1. Hébergement	4 800	
<i>12 sénateurs, 160 \$/nuit, 2 nuits (0222)</i>		
<i>3 employés, 160 \$/nuit, 2 nuits (0226)</i>		
2. Indemnité journalière	3 195	
<i>12 sénateurs, 71 \$/jour, 3 jours (0221)</i>		
<i>3 employés, 71 \$/jour, 3 jours (0225)</i>		
3. Repas de travail (voyage) (0231)	700	
4. Transport terrestre — taxis	450	
<i>12 sénateurs x 30 \$ (0223)</i>		
<i>3 employés x 30 \$ (0232)</i>		
5. Transport terrestre — location d'autobus (0228)	3 500	
Sous-total		12 645 \$

AUTRES DÉPENSES

AUTRES

1. Divers coûts liés aux déplacements (0229)	1 000	
LOCATIONS		
2. Location de salles de réunion (0540)	200	
<i>(1 jour, 200 \$/jour)</i>		
Sous-total		1 200 \$

Total de l'Activité 1 **13 845 \$**

ACTIVITÉ 2 : Montréal**VISITE D'ÉTUDE ET AUDIENCES PUBLIQUES (automne 2010)****22 participants: 12 sénateurs, 10 employés****(Employés : 1 greffier, 1 adjointe, 2 analystes,****1 Agent de communications, 3 interprètes, 2 sténographes)****SERVICES PROFESSIONNELS ET AUTRES**

1. Sténographie/transcription (0403)	2 750	
<i>(1 jour, 2 750 \$/jour)</i>		
Sous-total		2 750 \$

TRANSPORTS ET COMMUNICATIONS**DÉPLACEMENTS**

1. Transport terrestre — train	1 500	
<i>12 sénateurs x 0 \$ (0224)</i>		
<i>10 employés x 150 \$ (0227)</i>		
2. Hébergement	4 400	
<i>12 sénateurs, 200 \$/nuit, 1 nuit (0222)</i>		
<i>10 employés, 200 \$/nuit, 1 nuit (0226)</i>		
3. Indemnité journalière	3 740	
<i>12 sénateurs, 85 \$/jour, 2 jours (0221)</i>		
<i>10 employés, 85 \$/jour, 2 jours (0225)</i>		
4. Repas de travail (voyage) (0231)	1 200	
5. Transport terrestre — location d'autobus (0228)	600	
<i>(1 jour, 600 \$/jour)</i>		
6. Transport terrestre — taxis	1 320	
<i>12 sénateurs x 60 \$ (0223)</i>		
<i>10 employés x 60 \$ (0232)</i>		
Sous-total		12 760 \$

AUTRES DÉPENSES**AUTRES**

1. Publicité (0319)	7 500	
2. Divers coûts liés aux déplacements (0229)	1 000	

LOCATIONS

3. Location de salles de réunion (0540)	800	
<i>(1 jour, 800 \$/jour)</i>		
4. Équipement de transcription/interprétation (0500)	1 750	
<i>(1 jour, 1 750 \$/jour)</i>		
Sous-total		11 050 \$

Total de l'Activité 2**26 560 \$**

ACTIVITÉ 3 : Maritimes (Halifax, St. John, St. John's, Charlottetown)**VISITE D'ÉTUDE ET AUDIENCES PUBLIQUES (automne 2010)****22 participants: 12 sénateurs, 10 employés****(Employés : 1 greffier, 1 adjointe, 2 analystes, 1 Agent de communications,
3 interprètes, 2 sténographes)****SERVICES PROFESSIONNELS ET AUTRES**

1. Sténographie/transcription (0403)	11 000	
(4 jours, 2 750 \$/jour)		
Sous-total		11 000 \$

TRANSPORTS ET COMMUNICATIONS**DÉPLACEMENTS**

1. Hébergement	17 200	
12 sénateurs, 200 \$/nuît, 4 nuits (0222)		
8 employés, 200 \$/nuît, nuit (0226)		
2 employés, 200 \$/nuît, 3 nuits (0226)		
2. Indemnité journalière	8 500	
12 sénateurs, 85 \$/jour, 5 jours (0221)		
8 employés, 85 \$/jour, 5 jours (0225)		
3. Repas de travail (voyage) (0231)	1 320	
4. Transport terrestre — taxis	2 640	
12 sénateurs x 120 \$ (0223)		
10 employés x 120 \$ (0232)		
5. Transport terrestre — location d'autobus (0228)	3 000	
(5 jours, 600 \$/jour)		
6. Vol nolisé (0233) (fournisseur exclusif)	60 000	
Sous-total		92 660 \$

AUTRES DÉPENSES**AUTRES**

1. Publicité (0319)	8 500	
2. Divers coûts liés aux déplacements (0229)	1 000	

LOCATIONS

3. Location de salles de réunion (0540)	2 000	
(4 jours, 500 \$/jour)		
4. Équipement de transcription/interprétation (0500)	18 000	
(4 jours, 4 500 \$/jour)		
Sous-total		29 500 \$

Total de l'Activité 3 **133 160 \$****Grand Total** **187 565 \$**

L'administration du Sénat a examiné la présente demande d'autorisation budgétaire.

 Heather Lank, greffière principale,
 Direction des comités

 Date

 Nicole Proulx, directrice des Finances

 Date

APPENDIX (B) TO THE REPORT

Thursday, June 17, 2010

The Standing Committee on Internal Economy, Budgets and Administration has examined the budget presented to it by the Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources for the proposed expenditures of the said Committee for the fiscal year ending March 31, 2011 for the purpose of its special study on Energy Sector, as authorized by the Senate on Thursday, March 11, 2010. The approved budget is as follows:

Professional and Other Services	\$ 13,000
Transportation and Communications	0
All Other Expenditures	<u>1,000</u>
TOTAL	\$ 14,000

Respectfully submitted,

Le président,

DAVID TKACHUK

Chair

ANNEXE (B) AU RAPPORT

Le jeudi 17 juin 2010

Le Comité permanent de la régie interne, des budgets et de l'administration a examiné le budget qui lui a été présenté par le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles concernant les dépenses projetées dudit Comité pour l'exercice se terminant le 31 mars 2011 aux fins de leur étude spéciale sur le *Secteur de l'Énergie*, tel qu'autorisé par le Sénat le jeudi 11 mars 2010. Le budget approuvé se lit comme suit :

Services professionnels et autres	13 000 \$
Transports et communications	0
Autres dépenses	<u>1 000</u>
TOTAL	14 000 \$

Respectueusement soumis,

EVIDENCE

OTTAWA, Tuesday, June 15, 2010

The Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources met this day at 7:16 p.m. to study the current state and future of Canada's energy sector (including alternative energy).

Senator W. David Angus (*Chair*) in the chair.

[*Translation*]

The Chair: Good evening, ladies and gentlemen. Welcome to the Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources.

We are continuing our study of Canadian offshore oil and gas exploration and drilling, the current status of operations, and applicable regulatory rules and regulations.

[*English*]

Ladies and gentlemen, we are dealing with these emergency hearings on the offshore drilling industry off the coast of Canada in light of the terrible events in the Gulf of Mexico starting on April 20, with a view to educating Canadians about the actual state of our offshore oil drilling industry. There seemed to be an apprehension that we had hundreds of rigs drilling on the West Coast, the East Coast and in the Arctic, and of course that is not the case. There seemed to be a public opinion poll that as many as 51 percent of Canadians were calling for a cessation of all offshore drilling. It seemed to us that before any such action was taken, we should at least inform folks as to the state of play. We have had a number of hearings to date.

We are privileged this evening to have with us witnesses who have been extremely patient while the Senate has been doing what I call end of session business and votes in the chamber, and here we are, only about two hours late. Thank you, witnesses, for your patience.

Our witnesses are from the Canadian Coast Guard and the Eastern Canada Response Corporation. Although we had it set up as two panels starting with the Coast Guard and then going to the response corporation, in light of the late hour and the fact that, after we hear the evidence, we still have to consider the report that we have before us, I have asked the witnesses to as one panel. I think there is an element of East Coast camaraderie amongst them in any event.

[*Translation*]

I would imagine that no one objects to having the four witnesses appear as a single panel, with each testifying in turn. We will begin with the Canadian Coast Guard officials.

We have with us Deputy Commissioner René Grenier, accompanied by Alex Li, Safety and Environmental Response, and Chantal Guénette, Manager, Environmental Response.

TÉMOIGNAGES

OTTAWA, le mardi 15 juin 2010

Le Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 19 h 16 pour étudier l'état actuel et futur du secteur de l'énergie du Canada (y compris les énergies de remplacement).

Le sénateur W. David Angus (*président*) occupe le fauteuil.

[*Français*]

Le président : Bonsoir, mesdames et messieurs. Bienvenue au Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles.

Nous continuons notre étude sur l'exploration et le forage pétrolier et gazier au large des côtes du Canada, et la situation actuelle des activités, règles et règlements applicables.

[*Traduction*]

Mesdames et messieurs, nous tenons des audiences d'urgence sur l'industrie du forage en mer, au large des côtes du Canada, à la suite des événements épouvantables qui sont survenus dans le golfe du Mexique depuis le 20 avril. Nous le faisons afin de sensibiliser les Canadiens à l'état actuel de notre industrie de la prospection pétrolière en mer. On semblait appréhender l'existence de centaines de tours de forage sur la côte Ouest, la côte Est et dans l'Arctique. Bien sûr, ce n'était pas le cas. D'après un sondage d'opinion, jusqu'à 51 p. 100 des Canadiens réclamaient la cessation de tous les travaux de forage en mer. Il nous a semblé que, avant d'agir en ce sens, nous devrions au moins informer les gens de la situation actuelle. Jusqu'ici, nous avons tenu un certain nombre d'audiences.

Ce soir, nous avons le privilège d'accueillir comme témoins des personnes extrêmement patientes, qui ont attendu pendant que le Sénat s'occupait de ses travaux de fin de session et des votes à la Chambre. Nous voici enfin, après seulement deux heures de retard environ. Merci, chers témoins, de votre patience.

Nos témoins représentent la Garde côtière canadienne et la Société d'intervention maritime. Est du Canada Ltée. Nous avons prévu de les faire comparaître en deux groupes, celui de la Garde côtière en premier, mais l'heure tardive et la nécessité pour nous, après avoir entendu les témoignages, de prendre connaissance du rapport qui a été déposé devant nous m'ont fait demander aux témoins de comparaître en bloc. Je pense que, de toute manière, il existe un élément de camaraderie entre tous ces gens de la côte Est.

[*Français*]

Je n'ai aucun problème à imaginer que vous n'avez aucune objection à ce que nos quatre témoins siègent ensemble et témoignent chacun leur tour. Nous commencerons avec les représentants de la Garde côtière canadienne.

Nous avons avec nous le sous-commissaire René Grenier, accompagné de Alex Li, Systèmes de sécurité et intervention environnementale, et Chantal Guénette, gestionnaire, Intervention environnementale.

I would like to extend a very warm welcome to our committee.

[English]

From the Eastern Canada Response Corporation, we have James Carson, President and General Manager, who is here on his own for the corporation, which has been mentioned by many witnesses before today. You all play a very important role in the Canadian offshore oil and gas exploration industry, an industry that is a significant part of the Canadian GDP.

Before jumping to conclusions in what could be seen as an overreaction to the Deepwater Horizon incident, we want to make sure that the public and the government know exactly what is going on.

[Translation]

We will begin with Mr. Grenier, Deputy Commissioner of the Canadian Coast Guard.

[English]

René Grenier, Deputy Commission, Canadian Coast Guard: It is only proper that the ECRC and the Coast Guard are here together as the regime is part of a government and industry partnership. We will put that into action right now.

The Chair: I think it will be helpful to us if you could elaborate on that because I understand there is an element of government collaboration with the corporation Mr. Carson heads.

Mr. Grenier: Thank you for inviting us to discuss Canadian Coast Guard's readiness to assist in marine pollution incidents related to offshore oil and gas drilling.

As a special operating agency of the Department of Fisheries and Oceans Canada, the Coast Guard helps the department meet its responsibility to ensure safe and accessible waterways for Canadians. The Coast Guard has played a key role in ensuring the sustainable use and development of Canada's oceans and waterways. Clearly, in light of these mandates, oil spill response in Canadian waters is of primary concern to our organization.

I would like to provide you with some historical facts. Following the *Exxon Valdez* spill in June 1989, Canada's federal government appointed the Public Review Panel on Tanker Safety and Marine Spills Response Capability. The panel's final report, known as the Brander-Smith report, was submitted in October 1990 and concluded that Canada, at that time, was not capable of responding effectively to spills and mitigating their environmental consequences.

This report was the catalyst for legislative changes to the Canada Shipping Act in 1993 and resulted in the establishment of Canada's Marine Oil Spill Preparedness and Response Regime

Je vous souhaite tous une bienvenue très chaleureuse à notre comité.

[Traduction]

Nous accueillons James Carson, président et directeur général de la Société d'intervention maritime, Est du Canada Ltée, ou SIMEC, qui représente à lui seul la société, laquelle a été mentionnée par de nombreux témoins avant aujourd'hui. Vous jouez tous un rôle très important dans l'industrie canadienne de l'exploration pétrolière et gazière en mer, une industrie qui contribue notablement au produit intérieur brut canadien.

Nous tenons à bien informer de la situation le public et le gouvernement avant qu'ils ne tirent des conclusions hâtives qui pourraient être perçues comme une réaction excessive à l'accident de la plateforme Deepwater Horizon.

[Français]

Nous allons commencer avec M. Grenier, sous-commissaire de la Garde côtière canadienne.

[Traduction]

René Grenier, sous-commissaire, Garde côtière canadienne : Il n'est que convenable que la SIMEC et la Garde côtière comparaissent ensemble, parce que le régime découle d'un partenariat entre l'État et l'industrie. Nous allons le mettre en pratique dès maintenant.

Le président : Je pense qu'il serait utile que vous en disiez davantage sur ce régime, parce que, si je comprends bien, il existe un élément de collaboration entre l'État et la société que dirige M. Carson.

M. Grenier : Merci de nous avoir invités à discuter de l'aide que peut offrir la Garde côtière canadienne en cas de pollution marine liée aux forages pétroliers et gaziers en mer.

En tant qu'organisme de service spécial du ministère de Pêches et des Océans Canada, la Garde côtière aide le ministère à s'acquitter de sa responsabilité qui consiste à faire en sorte que les Canadiens puissent jouir de voies navigables sûres et accessibles. La Garde côtière a joué un rôle prépondérant dans l'exploitation et le développement durables des océans et des voies navigables du Canada. Compte tenu de ces mandats, l'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures dans les eaux canadiennes est clairement une des préoccupations majeures de notre organisation.

J'aimerais vous rappeler certains faits historiques. Après la marée noire de l'*Exxon Valdez*, en juin 1989, le gouvernement fédéral a mis sur pied, en juin 1989, le Comité d'examen public des systèmes de sécurité des navires-citernes et de la capacité d'intervention en cas de déversements en milieu marin. Ce comité a déposé son rapport final, connu sous le nom de rapport Brander-Smith, en octobre 1990. Il y concluait que le Canada, à ce moment-là, n'était pas capable d'une intervention efficace contre les déversements ni d'atténuer leurs conséquences sur l'environnement.

Le rapport a été le catalyseur qui a mené à des modifications à la Loi sur la marine marchande du Canada en 1993 et à la mise en place du Régime de préparation et d'intervention en cas de

in 1995. The regime was established to respond to ship-source spills. However, other governments and agencies have benefited and can benefit from this preparedness capacity, including offshore platforms.

The regime, still in place today, is under the responsibility of Transport Canada and governs oil spill response in Canadian waters. The regime was created through legislation to ensure that the potential polluters pay for industry's preparedness capacity and is built on a partnership between government and industry.

The industry, through a bulk oil cargo fee, funds the preparedness capacity of private companies called response organizations. There are four response organizations in Canada. Together, industry provides the capacity to respond to its own oil spills. The geographic area of response covered by the four certified Canadian response organizations include all waters as defined by the Canada Shipping Act in the Great Lakes, Hudson's Bay and on the East and West Coasts. It does not, however, include those waters located north of 60 degrees.

On the government side, the Canadian Coast Guard is the lead federal response agency for all ship-source and mystery-source pollution spills into the marine environment. This specifically includes spills on or into water by ships, or spills on water in connection with the loading or unloading of pollutants from ships at oil handling facilities.

The Chair: Excuse me, sir. Is it fair for us to conclude or understand that oil drilling vessels fall under the definition of "ship" for the purposes of your jurisdiction, or is that a separate thing?

Mr. Grenier: When the drilling rigs are drilling, they are not under our purview at all, only ships when they travel from a port to wherever they go to drill.

The Chair: I would like you to clarify at some point your purview if there were an oil spilled in a circumstance like the one in the Gulf of Mexico.

The other question is with regard to the Ship-source Oil Pollution Fund chaired by Alfred Popp at the moment. Would you tell us whether that fund would apply in any way to any such incidents?

Mr. Grenier: I will get into that later. The fund you are referring to is for ships and tankers. It is not for offshore rigs at all. They are separate. Perhaps Ms. Guenette can give you an explanation of how the fund for the ships works.

What I am trying to say is that the Coast Guard is focused on ships; it is not focused on oil rigs. Of course, if we were asked, we would certainly be in support of any organization during a response.

déversement d'hydrocarbures en milieu marin au Canada, en 1995. Ce régime visait les déversements causés par les navires. Toutefois, d'autres gouvernements et organismes ont pu et peuvent profiter de cette capacité d'intervention, notamment en ce qui a trait aux plateformes de forage en mer.

Le Régime, toujours en vigueur, relève de Transports Canada et il régit l'intervention en cas de déversements d'hydrocarbures dans les eaux canadiennes. Il a été créé en vertu d'une loi, pour s'assurer que la capacité d'intervention de l'industrie est aux frais des pollueurs, et il repose sur un partenariat entre le gouvernement et l'industrie.

L'industrie, au moyen de droits prélevés sur les chargements de produits pétroliers en vrac, finance la capacité d'intervention d'entreprises du secteur privé appelées organismes d'intervention. Il y en a quatre au Canada. Elles fournissent à l'industrie la capacité d'intervenir contre ses propres déversements d'hydrocarbures. Le territoire du ressort de ces quatre organismes agréés comprend l'ensemble des eaux définies dans la Loi sur la marine marchande du Canada, dans les Grands Lacs, la Baie d'Hudson et sur les côtes Est et Ouest. Toutefois, il ne comprend pas les eaux qui se trouvent au nord du 60^e parallèle de latitude nord.

Pour l'État, la Garde côtière canadienne est le principal organisme d'intervention fédéral contre tous les déversements causés par des navires et les déversements d'origine inconnue dans le milieu marin. Cela comprend précisément les déversements à la surface ou dans les eaux causés par des navires ou les déversements liés au chargement de substances polluantes à bord de navires ou à leur déchargement aux installations de manutention d'hydrocarbures.

Le président : Pardonnez-moi. Est-il raisonnable de conclure ou de comprendre que les navires de forage répondent à la définition de « navire », pour les besoins de votre mandat, ou bien fait-on une distinction?

M. Grenier : Pendant le forage, ils ne sont pas de notre ressort. Ce sont des « navires » uniquement pendant leurs déplacements entre le port et le lieu de forage.

Le président : J'aimerais que vous précisiez quel est votre domaine de compétence s'il survenait un déversement dans des circonstances comme celles du golfe du Mexique.

Mon autre question concerne la Caisse d'indemnisation des dommages dus à la pollution par les hydrocarbures causée par les navires, dont le président actuel est Alfred Popp. Ce genre de circonstances relèverait-il d'elle?

M. Grenier : J'y viendrai plus tard. La Caisse concerne la pollution causée par les navires et les pétroliers. Elle n'a rien à voir avec les plates-formes de forage en mer. Ce sont deux choses distinctes. Peut-être que Mme Guenette pourrait vous expliquer comment la Caisse s'applique aux dommages dus à la pollution causée par les navires.

Au fond, la Garde côtière s'intéresse particulièrement aux navires et pas du tout aux plates-formes de forage. Bien sûr, si on nous demande notre aide pendant une intervention, nous ne refuserons probablement pas.

The Chair: By the way, the Coast Guard has gone through many structural iterations during my active involvement in the maritime industry in Canada. At one time, it was directly under Transport Canada, then it was half under Transport Canada and half under Fisheries and Oceans and then it was independent. I remember when Bill O'Neill was the commissioner, with Captain Turner and others. Who do you account to now?

Mr. Grenier: I have witnessed some of the changes being with the Coast Guard for 37 years, so I know all the people you just referred to.

We were under Transport Canada until 1995, at which time we moved under the Department of Fisheries and Oceans. In 2005, we became an SOA, Special Operating Agency, within DFO. We are still part of DFO, except that we are more stand-alone. We have our own budget and so on, but we are still part of DFO.

The Chair: Is the minister who is accountable for Coast Guard issues the DFO minister?

Mr. Grenier: Yes, and the Commissioner of the Canadian Coast Guard.

The Chair: Who is the commissioner?

Mr. Grenier: It is changing. It is George Da Pont until June 28, at which time Marc Grégoire from Transport Canada will take over. I am currently between bosses.

[Translation]

In normal situations, where a ship owner adequately responds to its spill, the coast guard simply plays a role of monitoring and oversight. However, in the event that a ship owner is either unwilling or unable to respond, or is unknown, the coast guard will act to ensure an appropriate response, either using our own equipment or through private companies, including response organizations.

As for the waters located north of the 60th parallel, the Canadian Coast Guard is the primary responder for ship-source spills.

As you may be aware, the National Energy Board, an agency of Natural Resources Canada, regulates the oil and gas production industry in Eastern Canada and has established two offshore boards: the Canada-Newfoundland board and the Canada-Nova Scotia board.

Primary responsibility for ensuring an appropriate response to an oil pollution incident from an offshore oil platform rests with the offshore boards. However, the operators of the offshore platforms off Newfoundland have agreements with one of the four Transport Canada-certified response organizations, the Eastern Canada Response Corporation, to provide response capability in the event of oil spills from the offshore platforms. In addition, the coast guard has agreements with the two boards to provide assistance to the extent of our capacity should it be required.

Le président : À propos, la Garde côtière a connu beaucoup de restructurations, du temps où j'étais actif dans l'industrie maritime canadienne. À un moment, elle relevait directement de Transports Canada, puis elle a relevé pour moitié de ce ministère et pour moitié de Pêches et Océans. Ensuite, elle a formé une organisation indépendante. Je me souviens quand le commissaire Bill O'Neill faisait équipe avec le capitaine Turner et d'autres. De qui relevez-vous maintenant?

M. Grenier : Pendant mes 37 années de service à la Garde côtière, j'ai été le témoin de certains changements. Je connais toutes les personnes que vous venez de mentionner.

Jusqu'en 1995, nous avons relevé de Transports Canada, puis de Pêches et Océans. En 2005, nous sommes devenus un organisme de service spécial, à l'intérieur du ministère des Pêches et des Océans. Nous en faisons encore partie, sauf que nous sommes plus autonomes. Nous avons notre propre budget, et cetera, mais nous faisons toujours partie de ce ministère.

Le président : Le ministre responsable de la Garde côtière serait-il le ministre des Pêches et des Océans?

M. Grenier : Oui, et le commissaire de la Garde côtière.

Le président : Qui est commissaire?

M. Grenier : Le commissaire actuel, George Da Pont, sera remplacé, le 28 juin, par Marc Grégoire, de Transports Canada. Nous sommes en interrègne.

[Français]

En temps normal, lorsque le propriétaire du navire intervient de manière adéquate en cas d'un déversement dont il est la cause, la Garde côtière ne joue qu'un rôle de surveillance et de supervision. Toutefois, si le propriétaire d'un navire ne veut pas ou ne peut pas intervenir ou s'il est inconnu, la Garde côtière agira afin d'assurer une intervention adéquate, soit en utilisant son propre équipement, soit en faisant appel à des entreprises privées, notamment les organismes d'intervention.

Pour ce qui est des eaux qui se trouvent au nord du 60^e parallèle, la Garde côtière canadienne est le principal intervenant en cas de déversement causé par les navires.

Comme vous le savez, l'Office national de l'énergie, un organisme de Ressources naturelles Canada, réglemente l'industrie de la production pétrolière et gazière dans l'Est du Canada et a établi deux offices des hydrocarbures extracôtiers : l'Office Canada-Terre-Neuve et l'Office Canada-Nouvelle-Écosse.

La responsabilité de veiller à ce qu'il y ait une intervention adéquate, en cas d'incident de pollution par les hydrocarbures concernant une plateforme de forage pétrolier en mer, incombe principalement aux offices extracôtiers. Toutefois, les exploitants des plateformes au large de Terre-Neuve ont conclu des ententes avec l'un des quatre organismes d'intervention agréés de Transport Canada, la Société d'intervention maritime, Est du Canada Ltée, pour la fourniture d'une capacité d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures provenant d'une plateforme

In the Arctic, the Department of Indian and Northern Affairs is responsible for regulating Canada's oil and gas operations, including granting licences for drilling in the Beaufort Sea, and is therefore the lead agency for ensuring an appropriate response to oil spills in Arctic waters. As stated earlier, the coast guard has a preparedness capacity in the Arctic and would provide assistance when requested or required.

Although our mandate is preparedness and response to ship-source pollution incidents and not to oil offshore companies, the coast guard stands ready to provide response assistance in the event of any marine pollution incident in Canadian waters.

We work with our industry partners and the certified response organizations to ensure we are prepared to respond to oil spills through exercising and training activities on a regular basis.

As you can appreciate, the coast guard is a major contributor to the federal marine response capacity. Our preparedness capacity includes planning, training and exercising, and the provision of equipment, personnel and operational management for containment, recovery and clean-up, including preventive measures.

The main elements of the coast guard's preparedness activities are outlined in a national contingency plan, which establishes the framework, approach and operational precepts we use to respond to a marine pollution incident at the regional, national and international levels. This plan provides details regarding training and exercising, response procedure and management structure, the National Response Team concept, cost recovery, equipment maintenance, spill reporting and various agreements with other departments and agencies.

[English]

Specifically, the Coast Guard maintains more than 80 response equipment depot sites across the country, 19 in the Arctic, that include containment, recovery and storage capabilities, as well as a cadre of 80 dedicated, trained responders. Other Coast Guard assets, such as fleet vessels with trained fleet personnel, could also be tasked to assist.

de forage pétrolier en mer. En outre, la Garde côtière a conclu des ententes avec les deux offices extracôtiers qui peuvent ajouter leur aide à notre capacité au besoin.

Le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien est chargé de réglementer les activités pétrolières et gazières du Canada dans l'Arctique. Il accorde notamment les permis de forage dans la mer de Beaufort et constitue donc l'organisme directeur qui doit veiller à la réalisation d'une intervention appropriée en cas de déversement d'hydrocarbures dans les eaux de l'Arctique. Tel qu'indiqué précédemment, la Garde côtière dispose d'une capacité d'intervention immédiate dans l'Arctique et serait en mesure d'apporter son aide à la demande ou au besoin.

Bien que son mandat consiste à disposer d'un état de préparation et d'une capacité d'intervention en cas d'incident de pollution causé par des navires et non pas en cas d'incident de pollution causé par des compagnies d'exploitation pétrolière en haute mer, la Garde côtière doit se tenir prête à réaliser une intervention advenant un incident de pollution maritime en eaux canadiennes.

Nous travaillons en collaboration avec nos partenaires de l'industrie et avec les organismes d'intervention agréés afin de nous assurer que nous sommes prêts à réaliser des interventions en cas de déversement d'hydrocarbures. Pour ce faire, nous tenons régulièrement des exercices et nous disposons d'activités de formation.

Comme vous pouvez le constater, la Garde côtière joue un rôle important dans la capacité d'intervention maritime du gouvernement fédéral. Notre capacité, au chapitre de l'état de la préparation, comprend les travaux de planification, de formation et des exercices de même que la prestation d'équipement, de personnel et la gestion opérationnelle liée au confinement et à la récupération des hydrocarbures et des travaux de dépollution, y compris les mesures de prévention.

Les principaux éléments des activités de l'état de préparation de la Garde côtière sont précisés dans un plan d'urgence national qui établit le cadre de travail, la méthodologie et les principes opérationnels sur lesquels nous nous appuyons pour réaliser une intervention en cas d'incident de pollution maritime à l'échelle régionale, nationale et internationale. Le plan fournit des précisions relativement à la formation et aux exercices, les procédures et la structure de gestion visant les interventions, le concept de l'équipe d'intervention nationale, le recouvrement des coûts, l'entretien de l'équipement, les rapports sur les déversements et les divers accords avec d'autres ministères et organismes.

[Traduction]

La Garde côtière dispose de plus de 80 dépôts d'équipement d'intervention dans tout le pays — 19 dans l'Arctique —, cela comprend l'équipement servant au confinement, à la récupération et au stockage des hydrocarbures, de même qu'un effectif de 80 intervenants ayant reçu une formation spécialisée. D'autres actifs de la Garde côtière, comme des navires de la flotte dont le personnel a reçu une formation appropriée, pourraient aussi être mis à contribution.

In addition, other government departments, including the Department of National Defence, Transport Canada, Environment Canada and Public Safety, would also have a specific role to play in accordance with their mandate and would therefore be engaged as required.

Obviously, a response must be commensurate with risk. As such, Coast Guard's response capability is based on the principle of "escalation." A response begins at the regional level and involves local Coast Guard and industry resources. Should the required response effort exceed regional capacities, additional resources from other Coast Guard regions would be brought to the spill site. Similarly, industry resources, mainly response organization resources, can also be cascaded to the affected region.

In addition, should national resources prove insufficient, agreements are in place to obtain international assistance. In ratifying international treaties addressing marine pollution, Canada supports the principle of mutual aid for response to marine pollution emergencies. As in the case of the Gulf of Mexico, the United States Coast Guard has been in constant contact with us since the beginning of the gulf spill to explore the availability of Canadian Coast Guard resources. In response to their identified need, the Canadian Coast Guard has already provided 3,000 metres of offshore boom, and we continue to stand ready in case future support is required.

Similarly, in the Canadian Coast Guard, response organizations have strategically placed equipment depot sites across the country and a cadre of trained responders that could be deployed to the incident scene. Response organizations are part of a global response network, an international group of responders who have agreed to offer mutual aid when available.

Let me assure this committee and all Canadians that, when facing a major spill from an offshore platform, the Coast Guard would provide all available resources to assist our federal partners, industry partners and international partners to minimize damages caused by the spill.

[Translation]

The Chair: Thank you very much, Mr. Grenier. We will now move on to our next witness for their presentation.

[English]

We will hear from Mr. James Carson of the Eastern Canada Response Corporation.

James Carson, President and General Manager, Eastern Canada Response Corporation (ECRC): Mr. Chair, Mr. Grenier has stolen a little bit of my thunder, but I will go through my opening statement. I would like to give you a brief overview of Canada's oil spill response regime and, in particular, ECRC.

En outre, d'autres ministères, Défense nationale, Transports Canada, Environnement Canada et Sécurité publique, notamment, auraient un rôle précis à jouer en vertu de leur mandat. On solliciterait donc leur participation au besoin.

Il va de soi que l'intervention doit être proportionnelle aux risques. C'est pourquoi la capacité d'intervention de la Garde côtière se fonde sur le principe de la majoration progressive. D'abord locale, l'intervention fait appel aux ressources (personnel et équipement) locales de la Garde côtière et de l'industrie. Si elle dépasse les capacités régionales, il faut amener sur place des ressources additionnelles provenant d'autres régions de la Garde côtière. Il en va de même pour les ressources de l'industrie, surtout celles des organismes d'intervention.

Par ailleurs, si les ressources nationales se révèlent insuffisantes, des accords prévoient une aide internationale. En ratifiant les traités internationaux en matière de pollution du milieu marin, le Canada a appuyé le principe de l'aide mutuelle dans les interventions d'urgence en matière de pollution marine. Dans le cas du golfe du Mexique, la Garde côtière des États-Unis est restée en contact constant avec nous depuis le début du déversement pour déterminer la disponibilité de nos ressources. En réponse à ses besoins, nous avons déjà fourni 3 000 mètres de barrières flottantes de haute mer, et nous restons prêts à agir en cas de besoin.

De même, les organismes d'intervention disposent de dépôts d'équipement aménagés à des endroits stratégiques partout au pays et d'un effectif d'intervenants possédant la formation appropriée, qui peuvent être déployés sur les lieux de l'accident. Les organismes d'intervention font partie d'un réseau mondial d'intervenants qui ont accepté de se porter mutuellement secours lorsqu'ils sont en mesure de le faire.

Je puis assurer des membres du comité et tous les Canadiens que si la Garde côtière devait affronter un déversement majeur provenant d'une plateforme pétrolière en mer, elle fournirait toutes les ressources dont elle dispose pour aider nos partenaires fédéraux, nos partenaires de l'industrie et nos partenaires internationaux à atténuer les dommages causés par le déversement.

[Français]

Le président : Merci beaucoup, monsieur Grenier. Nous procédons maintenant avec la présentation de notre prochain témoin.

[Traduction]

La parole est à M. James Carson, de la Société d'intervention maritime, Est du Canada Ltée.

James Carson, président et directeur général, Société d'intervention maritime, Est du Canada (SIMEC) : Monsieur le président, M. Grenier m'a un peu coupé l'herbe sous le pied, mais je vais néanmoins lire ma déclaration liminaire. J'aimerais vous donner un bref aperçu du Régime canadien d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures et de la SIMEC en particulier.

The present network of four private-sector funded and operated response organizations significantly improves Canada's marine oil spill response capabilities. This network was the result of extensive consultations and negotiations among the petroleum and shipping industries, environmental groups, the Canadian Coast Guard and Environment Canada.

The regime in place provides an improved response capability by having full-time employees, trained contractors, state-of-the-art response equipment, predetermined response strategies developed in partnership with government agencies and with prepositioned equipment in response centres.

Each response centre can achieve increased response capability through the use of its inventory and the cascading of additional equipment and response personnel from other response centres. Response contractors supply additional response personnel, services and equipment as needed.

The network of four certified response organizations are funded and operated by the private sector. The costs are borne by the petroleum and shipping industries that require the services of a certified response organization.

The Chair: This point is key for us to understand. Because of the inter-relationship of your organization with government, could you just elaborate, not only just how the shareholding works, and name the other three that exist in addition to your own? Is it a common ownership deal?

Mr. Carson: I will come to that. Specifically, ECRC is one of four response organizations certified by Transport Canada Marine Safety as a response organization under the Canada Shipping Act. As a certified response organization, ECRC can provide an arrangement to ships and oil handling facilities that require an arrangement under Canadian law.

Our mission is to maintain a state of marine oil spill response preparedness that is consistent with the legislation and capable of providing a real response at an affordable cost to our members. We also seek to provide value-added preparedness services to all of our members and assume a leadership role in the preparedness to oil spill response within the community at large.

ECRC is a privately owned company whose role is to provide marine spill response services, when requested, to a responsible party, the Canadian Coast Guard or any other government lead agency. These response services include operational management, specialized response equipment and operational personnel.

ECRC uses a version of the incident command system called the "spill management system" as a tool for managing its spill response activities. SMS is designed to meet the response requirements

Le réseau actuel, composé de quatre organismes d'intervention financés et gérés par le secteur privé, améliore considérablement les capacités du Canada en matière d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures en milieu marin. Ce réseau est le résultat de nombreuses consultations et négociations entre les industries du pétrole et du transport, les groupes écologistes, la Garde côtière canadienne et Environnement Canada.

Le régime en place permet d'améliorer les capacités d'intervention, grâce aux employés à temps plein, aux entrepreneurs qualifiés, à l'équipement d'intervention de pointe, aux stratégies d'intervention prédéterminées, qui ont été élaborées en collaboration avec des agences gouvernementales et au moyen d'équipement mis en place dans les centres d'intervention.

Chaque centre d'intervention peut améliorer sa capacité d'intervention en utilisant son matériel ainsi que l'équipement et le personnel d'intervention supplémentaires provenant d'autres centres d'intervention. Les entrepreneurs en intervention fournissent le personnel d'intervention, les services et l'équipement supplémentaires au besoin.

Les quatre organismes d'intervention dont est composé le réseau sont financés et gérés par le secteur privé. Les coûts sont assumés par les industries du pétrole et du transport qui ont besoin des services d'un organisme certifié d'intervention.

Le président : Ce point est fondamental à notre compréhension. À cause des relations entre votre organisation et le gouvernement, pourriez-vous nous en dire davantage, non seulement sur le régime de participation par actions, mais en nous nommant les trois autres organisations? S'agit-il d'une propriété commune?

M. Carson : J'y viendrai. Plus précisément, la SIMEC est l'un des quatre organismes d'intervention certifiés par la Direction de la sécurité maritime de Transports Canada en tant qu'organisme d'intervention certifié en vertu de la Loi sur la marine marchande du Canada. À ce titre, la SIMEC peut fournir un arrangement aux navires et aux installations de traitement du pétrole qui doivent se conformer à la loi canadienne.

Notre mission consiste à maintenir, en cas de déversement d'hydrocarbures en milieu marin, un état de préparation à l'intervention qui soit conforme aux dispositions législatives, vraiment efficace et d'un prix abordable pour nos membres. Nous cherchons aussi à offrir des services de préparation à l'intervention à valeur ajoutée à tous nos membres et à assumer un rôle de leader dans la préparation à l'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures au sein de la communauté dans son ensemble.

La SIMEC est une entreprise privée dont le rôle consiste à offrir sur demande des services d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures en milieu marin à une « partie responsable », à la Garde côtière canadienne ou à tout autre organisme gouvernemental responsable. La gestion opérationnelle, l'équipement d'intervention spécialisé et le personnel d'exécution font partie de ces services d'intervention.

La SIMEC utilise une version du système de commandement des interventions appelée système de gestion des déversements ou SGD, pour gérer les activités d'intervention en cas de

within the Canadian legislative context. It allows ECRC's spill management team to manage the operational response from an emergency mode to a project mode of operations.

The SMS is a structured process, allowing the SMT to fulfil its initial response and tactical phase responsibilities while focusing on a movement toward the strategic or project phase of a response.

ECRC's geographic area of response covers all navigable waters south of the sixtieth parallel of latitude for all of the provinces of Canada, with the exception of British Columbia and the ports of Saint John, New Brunswick and Point Tupper, Nova Scotia.

ECRC is headquartered in Ottawa and operates six fully staffed response centres in Sarnia, Montreal, Quebec City, Sept-Îles and Halifax, with an average size of 16,000 square feet warehouses and the largest in St. John's, at 36,000 square feet.

The corporation has developed a standard format and completed 32 area response plans for ECRC's geographic area of response. Each of our three regions has developed a schedule to review and update these area response plans on a three-year cycle.

ECRC owns specialized oil spill response equipment and maintains contracts with spill response contractors, consultants and specialists. ECRC has also established mutual aid support agreements with the two response organizations on the East Coast. That is Point Tupper Marine Services and ALERT in Saint John, New Brunswick, as well as the one in British Columbia, Burrard Clean.

ECRC is also a member of the Global Response Network, a collaboration of seven major international oil industry funded spill response organizations, whose mission is to harness cooperation and maximize the effectiveness of spill response services worldwide.

ECRC has 38 full-time employees and maintains a complement of approximately 520 contractors and advisers, of which 470 are trained annually. In the Great Lakes region we have approximately 70 contractors and 20 advisers; in the Quebec Maritimes region approximately 260 contractors and 30 regional advisers; and in Newfoundland and Labrador, approximately 70 contractors and 10 regional advisers, with approximately 10 advisers at the national level.

The company conducts, on an annual basis, a number of mandatory, operational and table top exercises as required under its response plan submitted to Transport Canada for certification purposes. Equipment maintained in a state of preparedness includes the following: boom, 60,000 metres or 200,000 feet; oil skimmers, in excess of 100 different types; boats, in excess of 100 different types; on-water storage, 16,000 tonnes; and miscellaneous ancillary equipment to support the above.

déversement. Le SGD est conçu pour satisfaire aux exigences d'intervention dans le cadre législatif canadien. Il permet à l'équipe de gestion du déversement (EGD) de la SIMEC de gérer les opérations d'intervention depuis le mode « urgence » jusqu'au mode « projet ».

Le SGD est un processus structuré permettant à l'EGD d'assumer ses responsabilités pendant l'intervention initiale et la phase tactique, tout en se concentrant sur la transition vers la phase stratégique de l'intervention.

Le territoire d'intervention de la SIMEC couvre toutes les eaux navigables au sud du 60° parallèle dans toutes les provinces du Canada, à l'exception de la Colombie-Britannique, des régions de Saint John, au Nouveau-Brunswick, et de Point Tupper, en Nouvelle-Écosse.

Ayant son siège à Ottawa, la SIMEC exploite six centres d'intervention dotés en personnel à Sarnia, Montréal, Québec, Sept-Îles et Halifax. Ces centres possèdent des entrepôts d'une superficie moyenne de 16 000 pieds carrés, le plus grand, de 36 000 pieds carrés, se trouvant à Saint John's.

La société a établi un plan standard et élaboré 32 plans d'intervention pour le territoire de son ressort. Chacune de nos trois régions a élaboré un calendrier pour revoir et mettre à jour les plans d'intervention tous les trois ans.

La SIMEC est propriétaire d'équipements d'intervention spécialisés en cas de déversement, et elle adjuge des contrats à des entrepreneurs, à des consultants et à des spécialistes de l'intervention en cas de déversement. Elle a aussi conclu des conventions de soutien mutuel avec les deux organismes d'intervention de la côte Est, Point Tupper Marine Services et ALERT, à Saint John, et avec l'organisme homologue situé en Colombie-Britannique, Burrard Clean.

La SIMEC est également membre du Global Response Network, fruit de la collaboration entre sept organismes internationaux importants d'intervention qui sont financés par l'industrie pétrolière et dont la mission consiste à mettre en valeur la coopération et à maximiser l'efficacité des services d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures partout dans le monde.

La SIMEC a 38 employés à temps plein et elle conserve un bassin d'environ 520 entrepreneurs et conseillers, dont 470 reçoivent une formation annuelle. Dans la région des Grands Lacs, nous avons environ 70 entrepreneurs et 20 conseillers régionaux; dans celle du Québec et des Maritimes, environ 260 entrepreneurs et 30 conseillers régionaux; à Terre-Neuve-et-Labrador, environ 70 entrepreneurs et 10 conseillers régionaux; à l'échelle nationale, environ 10 conseillers.

La SIMEC effectue annuellement un certain nombre d'exercices opérationnels et de simulations sur table, obligatoires dans les deux cas, en vertu de son plan d'intervention présenté à Transport Canada, à des fins de certification. L'équipement entretenu dans un état d'intervention comprend : 60 000 mètres (200 000 pieds) de barrières; plus de 100 types d'écrèmeurs; plus de 100 types de navires; capacité de stockage sur l'eau de 16 000 tonnes de produits récupérés; et l'équipement accessoire connexe pour faire fonctionner tout cela.

In conclusion, ECRC was established in 1995 as a result of the changes to the Canada Shipping Act following the Brander-Smith Report. The result is an example of government and industry working together to achieve success in the development and implementation of an oil spill preparedness regime in Canada that is cost effective and has worked well and met the needs of Canadians for the last 15 years.

I have attached to the back of your package a map of Canada showing the location of the various response centres.

The Chair: On that map, is the yellow your company? There are two other small East Coast areas that are red and maroon, one being Point Tupper.

Mr. Carson: Yes, that is correct. The small dark semi-circles in Nova Scotia and in the Bay of Fundy are ALERT and PTMS, Point Tupper Marine Services.

The Chair: Obviously your organization is much bigger.

Mr. Carson: Yes, it is. Each of those companies has one response centre located within their primary area of response. ECRC has seven of those primary areas of response within our geographic area of response.

The Chair: This yellow goes up to the corner of the page. Would it go as far as the Orphan Basin?

Mr. Carson: It goes just to the Orphan Basin.

The Chair: Are there any Canadian offshore operations farther out to sea? Chevron is the farthest, I believe, is it not?

Mr. Carson: The Chevron is the farthest, yes.

The Chair: Is that in your area?

Mr. Carson: I believe so, yes.

The Chair: You believe so.

Senator Mitchell: Thank you all for being here and for being so patient.

One of the questions that the BP experience begs is how is the Canadian preparation, technology, technique in drilling, et cetera, different from that of BP, so that we can have some assurance that whatever caused the blowout is far less likely to occur here; and, if it ever were to occur, we have better response capabilities to stop it, plug it and fix it quicker? What are the differences?

Mr. Carson: First, I am not an expert in drilling so I cannot really comment on your question.

As far as our ability to respond should there ever be an incident, we have the capability. We have a limited capability. Again, I hope we never see anything like the size of the spill in the Gulf of Mexico, but ECRC is certified under the Canada Shipping Act to a level of what is called 10,000 tonnes of oil.

En conclusion, la SIMEC a été mise sur pied en 1995, du fait des modifications apportées à la Loi sur la marine marchande du Canada et dans la foulée du rapport Brander-Smith. Le résultat est une sorte de partenariat entre l'État et l'industrie qui, grâce à la collaboration, permet l'élaboration et la mise en œuvre d'un régime de préparation aux déversements d'hydrocarbures au Canada qui est économique et efficace et qui répond aux besoins des Canadiens depuis 15 ans.

J'ai joint à la fin du dossier que vous avez en main une carte du Canada montrant l'emplacement des divers centres d'intervention.

Le président : Sur cette carte, la zone en jaune représente-t-elle votre compagnie? Il y a deux autres petites zones sur la côte Est en rouge et en brun, l'une d'elles étant Point Tupper.

M. Carson : C'est exact. Les demi-cercles foncés en Nouvelle-Écosse et dans la baie de Fundy correspondent à ALERT et à PTMS, c'est-à-dire Point Tupper Marine Services.

Le président : Manifestement, votre organisation est beaucoup plus grande.

M. Carson : Elle l'est en effet. Chacune de ces sociétés possède un centre d'intervention situé à l'intérieur de son secteur primaire d'intervention. La SIMEC possède sept de ces secteurs dans le territoire de son ressort.

Le président : La partie indiquée en jaune remonte jusqu'au coin de la page. Est-ce que cela pourrait aller jusqu'au bassin Orphan?

M. Carson : C'est justement là que ça aboutit.

Le président : Y a-t-il des exploitations canadiennes en haute mer? Il me semble que c'est Chevron qui se trouve le plus loin au large; est-ce que je me trompe?

M. Carson : Non, c'est exact.

Le président : Est-ce dans votre secteur?

M. Carson : Je crois que oui.

Le président : Vous croyez que oui.

Le sénateur Mitchell : Merci à vous tous pour votre présence et aussi pour votre grande patience.

L'une des questions que soulève la catastrophe provoquée par BP est de savoir dans quelle mesure notre niveau de préparation, notre technologie, nos techniques de forage, et cetera, sont différents de ceux de BP, de manière à avoir une certaine assurance que les risques qu'une pareille explosion se produise chez nous sont bien moindres; mais que si cela devait quand même arriver, nous disposons de meilleurs moyens pour intervenir et réparer la fuite plus rapidement. Quelles sont les différences?

M. Carson : Pour commencer, sachez que je ne suis pas un spécialiste des forages et que je ne peux pas vraiment répondre à votre question.

Quant à savoir si nous avons la capacité d'intervenir en cas d'accident, la réponse est oui, mais cette capacité est limitée. Bien sûr, j'espère que nous ne verrons jamais ici une fuite de la taille de celle qu'il y a actuellement dans le golfe du Mexique. Mais en vertu de la Loi sur la marine marchande du Canada, la SIMEC a une

That does not mean that we cannot respond above that; it just means from a planning basis, we have all the planning in place up to a spill of 10,000 tonnes and beyond.

If there were a spill over 10,000 tonnes it does not mean that we would not or could not respond to it. However, it means that it would take longer. The set amount of time for 10,000 tonnes recovery would increase for a 20,000-tonne spill. It would take two or three times that length of time to respond to the spill.

The Chair: I think you were clear in your statement about your affiliation with international colleagues. Clearly that is the type of situation where you would call them in to help you.

Mr. Carson: Certainly. We would rely on our mutual aid partners nationally. We would rely on our partners and their other affiliations internationally as well.

Senator Mitchell: You talked about planning. The point was made by Mr. Grenier that the national contingency plan establishes the framework and operational precepts used to respond to a marine collision incident at the regional level. Your preparedness is outlined in that plan.

Have you begun to re-evaluate that plan in light of the BP experience? Will you be reassessing what we are doing in light of that experience?

Can we get a copy of the plan? Is it a public document?

Mr. Grenier: We are revising our plan. It is cyclical. We are also working with the National Energy Board and the petroleum offshore boards that regulate the platforms off Newfoundland and Nova Scotia. We are in contact with them and they tell us every time there is a new project. We then look at our regional plan to ensure that we are up to date with what is going on.

We are waiting to see the report on what happened in the Gulf of Mexico, and we will be studying that carefully. This morning, I met with NRCan and INAC to discuss that matter. As soon as we receive the report we will look at it in order to gain from lessons learned and improve our own regime and response capability.

Senator Mitchell: Your organizations would not be doing all the cleanup; you would be working with the company that had the problem. How do you differentiate between what they do and what you do? Do they pay us back for the costs incurred by organizations such as yours to fix the situation? Who takes the lead in an emergency?

Mr. Grenier: In the case of an emergency off Newfoundland, the Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board would be in charge. The polluter would be responsible to

certification lui permettant d'intervenir pour des déversements allant jusqu'à 10 000 tonnes d'hydrocarbures. Cela ne signifie pas que nous ne pourrions rien faire si le déversement était plus important; cela veut dire que nous avons tout planifié pour faire face à une fuite de 10 000 tonnes et plus.

Cela ne signifie pas, advenant que la fuite dépasse les 10 000 tonnes, que nous ne ferions rien ou que nous ne pourrions rien faire; cela veut dire qu'il nous faudrait plus de temps. Le délai nécessaire pour colmater une fuite qui laisse échapper 10 000 tonnes de pétrole augmenterait avec une fuite de 20 000 tonnes. Il faudrait deux à trois fois plus de temps pour corriger le problème.

Le président : Il est apparu clairement, dans votre déclaration, que vous entretenez des relations avec vos homologues internationaux. Il est évident que vous leur demanderiez de l'aide si pareille situation devait se produire.

M. Carson : Bien sûr. Nous compterions sur l'aide mutuelle que nous nous apportons à l'échelle nationale. Nous ferions appel à nos partenaires ici, mais aussi à leurs membres affiliés à l'étranger.

Le sénateur Mitchell : Vous avez parlé de planification. M. Grenier a précisé que le plan d'urgence national fixe le cadre et le mode opératoire pour faire face à une collision en mer à l'échelle régionale. Votre niveau de préparation est indiqué dans ce plan.

Avez-vous entrepris de réévaluer ce plan à la lumière de ce qui est arrivé à BP? Comptez-vous le faire?

Pourrions-nous avoir une copie de ce plan? Est-ce un document public?

M. Grenier : Nous sommes en train de le revoir. Nous le faisons périodiquement. Nous travaillons également avec l'Office national de l'énergie et les offices des hydrocarbures extracôtiers qui réglementent l'exploration pétrolière sur les plateformes au large de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse. Nous sommes en contact avec eux, et ils nous informent toutes les fois qu'il y a un nouveau projet. Nous examinons ensuite notre plan régional pour nous assurer d'être au fait de l'évolution de la situation.

Nous attendons de voir le rapport sur ce qui s'est passé dans le golfe du Mexique, et nous l'étudierons attentivement. Ce matin, j'ai rencontré des représentants de Ressources naturelles Canada et du MAINC pour discuter de la question. Dès que nous recevrons le rapport, nous l'examinerons afin de profiter des leçons apprises et d'améliorer notre propre système et notre capacité d'intervention.

Le sénateur Mitchell : Vos organisations ne s'occuperaient pas de tout le nettoyage; vous travailleriez avec la compagnie confrontée au problème. Où est la ligne qui sépare ce que vous faites de ce que font les autres? Est-ce qu'ils remboursent les dépenses engagées par des organisations comme la vôtre pour réparer les dégâts? Qui prend la tête des opérations d'urgence?

M. Grenier : S'il devait se produire un incident nécessitant une intervention d'urgence au large de Terre-Neuve, c'est l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers

activate the plan and to respond. The polluter would probably choose to have ECRC or another response organization help them out.

We have a memorandum of understanding with the boards that, if required, they would also ask us to help. We would be there to support them and work with them. We have done that in the past with some small incidents. We have lent equipment and expertise on a cost-recovery basis.

Senator Lang: I will follow up on Senator Mitchell's questions. I want to quote from a description of what is going on down in the Gulf of Mexico.

From the beginning, the effort has been bedeviled by a lack of preparation, organization, urgency and clear lines of authority among federal, state and local officials, as well as BP. As a result, officials and experts say, the damage to the coastline and wildlife has been worse than it might have been if the response had been faster and orchestrated more effectively.

It goes on with a description of the events as they unfolded in the Gulf. At the outset, there seemed to be no one in charge. The impression is that everything was left to the oil company and that it was their responsibility to do whatever was necessary to rectify the situation. That is now coming into question.

Let us assume we had a similar disaster offshore, be it off Nova Scotia or off Newfoundland. Who would be in charge? Who says what must be done? Are either of you, Mr. Carson and Mr. Grenier, where the buck stops?

Mr. Carson: The responsible party, that is, the owner of the rig or the well, is in charge. ECRC would work as a contractor for the owner. The lead agency would have oversight and the final say on whatever response plans were developed to deal with the situation. ECRC's role in a spill is to provide operational management, which includes spill management and planning. We would prepare a plan. There would be an emergency phase and in the background we would be preparing a longer-term response plan. That response plan would be developed in conjunction with government agencies as well as the responsible party. The responsible party, in cooperation with the lead agency, would sign off on that plan and we would continue with the response.

It is ultimately the responsible party who has the command and control.

Senator Lang: I want to get this clear. It is the oil company that is responsible for the cleanup and makes the final decisions with respect to what will be done?

Mr. Carson: In conjunction with the lead government agency, which would be the offshore petroleum boards.

qui s'en occuperait. Le pollueur aurait la responsabilité d'activer le plan d'urgence et de prendre les mesures qui s'imposent. Il déciderait probablement de demander à la SIMEC ou à une autre organisation du genre de l'aider.

Nous avons conclu un protocole d'entente avec les offices en vertu duquel ils pourraient nous demander notre collaboration, si nécessaire. Nous serions là pour les appuyer et travailler avec eux. Nous l'avons déjà fait par le passé pour des incidents sans gravité. Nous avons loué notre équipement et mis notre expertise à leur disposition en appliquant le principe du recouvrement des coûts.

Le sénateur Lang : Je vais poursuivre dans le sens des questions posées par le sénateur Mitchell. J'aimerais citer une description de la situation dans le golfe du Mexique.

Depuis le début, les efforts ont été entravés par un manque de préparation, d'organisation, de sens de l'urgence et de rapports hiérarchiques clairs entre les responsables fédéraux, ceux des États, les autorités locales et BP. Par conséquent, les responsables et les spécialistes disent que les dommages causés aux côtes et à la vie sauvage auraient été moins graves si on était intervenu plus rapidement et plus efficacement.

On décrit ensuite les événements, tels qu'ils se sont déroulés dans le golfe. Au début, il semblait n'y avoir personne pour diriger les opérations. On a l'impression que tout a été laissé entre les mains de la compagnie pétrolière, que c'était elle qui avait la responsabilité de corriger la situation. On remet maintenant tout cela en question.

Imaginons que nous ayons à faire face à une catastrophe semblable en haute mer, au large de la Nouvelle-Écosse ou de Terre-Neuve. Qui devrait mener les opérations? Qui devrait dire quoi faire? Est-ce à vous, messieurs Carson et Grenier, qu'incombe d'assumer la responsabilité ultime?

M. Carson : La responsabilité revient au propriétaire des appareils de forage ou du puits. La SIMEC agirait comme entrepreneur pour le compte du propriétaire. L'agence qui prendrait la direction des opérations aurait un droit de regard et le dernier mot sur les plans d'intervention mis en œuvre pour s'attaquer au problème. Dans le cas d'une fuite, le rôle de la SIMEC consisterait à s'occuper de la conduite des opérations, ce qui inclut le contrôle de la fuite et la planification des travaux. Nous élaborerions un plan. Il y aurait une phase d'intervention d'urgence, mais en toile de fond, nous préparerions un plan d'action à long terme. Ce plan serait établi conjointement avec les agences gouvernementales et les responsables. Ces derniers, en collaboration avec l'organisme qui prendrait la direction des opérations, approuveraient le plan proposé et nous poursuivrions les travaux prévus.

Au bout du compte, ce sont les responsables qui assurent le commandement et le contrôle des opérations.

Le sénateur Lang : Que ce soit clair. Est-ce la compagnie pétrolière qui est responsable du nettoyage et qui doit décider, ultimement, quoi faire?

M. Carson : Conjointement avec l'agence gouvernementale en charge du dossier, en l'occurrence les offices des hydrocarbures extracôtiers.

Senator Lang: Do we have a contingency plan in place today that would come into play if we had a disaster similar to what happened in the Gulf of Mexico?

Mr. Carson: Each operator has a contingency plan. ECRC has a response plan for certification. That is the plan that is resident with the response organization and that is the plan that supports our licence to operate as a response organization. That is the plan I referred when discussing the 10,000 tonnes of response capability on a plan basis.

Senator Lang: Ten thousand tonnes of what?

Mr. Carson: Ten thousand tonnes of oil.

Senator Lang: How many barrels is that?

Mr. Carson: One tonne is a cubic metre.

Senator Lang: Which is how many barrels?

Mr. Carson: One cubic metre is 6.3 barrels.

Senator Lang: So that is 60,000 barrels?

Mr. Carson: Yes.

Senator Lang: So that covers the first half hour.

Senator Massicotte: We are not experts in the oil and gas sector and we are not engineers. We are trying to get a sense of how prepared everyone else is, because this is obviously not our job.

My starting point is that it will happen. Accidents do happen in spite of the best laid plans. We heard from Chevron last week. The question is how prepared we are to minimize the damage. Today in the U.S. congress a committee interviewed five CEOs of oil and gas companies. The CEO of Exxon admitted that they are not well prepared for what is happening and they have not practised for it.

You referred to the contingency plans of oil and gas companies, but some of those plans have numbers of people to call who passed away four or five years ago. That is not very comforting.

How can you make us comfortable? Fifty thousand barrels is not very much. It works out to be about 40 miles or 70 kilometres of booms. That is not very much compared to what could happen if we had a disaster.

I know there are a lot of plans on paper, but accidents will happen. How do we minimize the damage to the environment and to our economy? How do we convince Canadians that we are prepared for this and that they should trust us?

Mr. Grenier: The Canadian Coast Guard's mandate is to respond to a ship-source spill, as I said before. The National Energy Board is responsible for regulation as are the offshore petroleum boards in their own sectors.

Le sénateur Lang : Avons-nous, aujourd'hui, un plan d'intervention d'urgence que nous pourrions mettre en œuvre pour faire face à un désastre semblable à celui qui frappe le golfe du Mexique?

M. Carson : Chaque exploitant a un plan de mesures d'urgence. La SIMEC s'est dotée d'un plan en matière de certification. C'est le plan que possède l'organisation chargée d'intervenir et qui nous permet également d'agir. J'y ai fait référence lorsque j'ai parlé des moyens pour contenir un déversement de 10 000 tonnes.

Le sénateur Lang : Dix mille tonnes de quoi?

M. Carson : Dix mille tonnes de pétrole.

Le sénateur Lang : Combien de barils cela représente-t-il?

M. Carson : Une tonne équivaut à un mètre cube.

Le sénateur Lang : Et à combien de barils?

M. Carson : Un mètre cube égale 6,3 barils.

Le sénateur Lang : Cela donnerait donc 60 000 barils, n'est-ce pas?

M. Carson : Oui.

Le sénateur Lang : Cela couvre la première demi-heure.

Le sénateur Massicotte : Évidemment, nous ne sommes ni spécialistes des secteurs pétrolier et gazier ni ingénieurs. Notre travail consiste à essayer d'avoir une idée du niveau de préparation des intervenants concernés.

Je pars du principe que cela va arriver. Les meilleurs plans n'empêchent pas les accidents, il suffit de se rappeler ce qui est arrivé à Chevron, la semaine dernière. La question est de savoir jusqu'à quel point nous sommes préparés pour limiter les dégâts. Aujourd'hui, un comité du Congrès américain a interrogé cinq PDG de compagnies pétrolières et gazières. Le PDG d'Exxon a admis ne pas être bien préparé pour faire face à une catastrophe comme celle qui se produit actuellement et ne pas avoir fait d'exercices de simulation.

Vous avez fait référence aux plans de mesures d'urgence des compagnies pétrolières et gazières, mais certains de ces plans indiquent qu'il faut communiquer avec des gens qui sont morts depuis maintenant quatre ou cinq ans. Ce n'est guère rassurant.

Comment comptez-vous nous rassurer? Cinquante mille barils, ce n'est pas beaucoup. Il faudrait un barrage flottant d'environ 40 miles ou 70 kilomètres pour contenir la nappe. Ce n'est pas grand-chose comparé à ce qui pourrait arriver en cas de désastre.

Je sais qu'il existe beaucoup de plans sur papier, mais il y aura des accidents. Comment faire pour minimiser les dommages causés à l'environnement et à notre économie? Comment convaincre les Canadiens que nous sommes préparés pour ce genre de situation et qu'ils peuvent nous faire confiance?

M. Grenier : Comme je l'ai dit précédemment, le mandat de la Garde côtière canadienne est d'intervenir en cas de déversements causés par des navires. L'Office national de l'énergie est en charge de la réglementation, tout comme les offices des hydrocarbures extracôtiers dans leurs secteurs respectifs.

This question should be directed to them because they do a thorough analysis, and review the plan, the exercise and so on. I apologize; I could explain to you how we do it for ships, which is probably similar; but for the offshore, I would redirect the question to Mr. Carson.

The Chair: Senator Massicotte, we heard the other night that any company that gets a licence to drill and do their thing has to provide a plan and have it cleared in advance. We have heard that the Coast Guard are around. They are one of Canada's resources. If there were an accident, they may or may not be called in, but Mr. Carson's organization is under contract to some of these companies, I would suspect, with regard to their plans. That is where you want to focus the question.

Senator Massicotte: We were told numerous times that they have plans but are delegating, basically, the rescue mission to your organizations. That is the answer we get. I guess the X is on your forehead. How confident are you about getting information and how prepared are you? The CEO of Exxon admitted today they are not prepared for a major disaster; a small disaster, yes, but how about the big ones? It will happen.

Mr. Carson: You are right. This regime was designed and built primarily for ship-source spills, and the typical ship-source big spill is in the 10,000 tonne range. The offshore is a different kettle of fish. ECRC has offered to the offshore companies our capacity at 10,000 tonnes, and we have contracted with them for that level of preparedness. As I said in my opening statement, that level of preparedness was determined and decided upon through consultation between government and industry at the time but, again, based on ship-source oil pollution incidents.

Senator Massicotte: I want to make sure this discussion remains relevant. I hear the organization's responsibility is for up to 50,000 tonnes. Beyond that, you will contribute but it is not your principal responsibility, that is not what your contractual obligations are. That seems to suggest — I hope it is right — that someone has planned for it, and I hope the oil companies have planned for it, but if it is not you, is it another organization completely? I doubt it.

Mr. Carson: Typically what is in place now is the operators have what they call their tier one capability, which is resident on the FPSO on the vessel itself or on the rig. What ECRC brings is a tier two level of response capability. Going beyond that, companies such as Chevron, Suncor and Husky have arrangements and memberships with other international organizations which can bring those international resources to bear on the spill.

C'est donc à eux qu'il faudrait poser cette question, puisque ce sont eux qui font des analyses minutieuses, revoient les plans, les exercices de simulation, et cetera. Je suis désolé; je pourrais vous expliquer comment nous procédons avec les navires, et même si nos façons de faire ont des similitudes avec les interventions en haute mer, il vaudrait mieux que vous adressiez votre question à M. Carson.

Le président : Sénateur Massicotte, l'autre soir, nous avons entendu dire que n'importe quelle compagnie qui obtient un permis de forage doit fournir un plan devant être approuvé à l'avance. Nous avons également appris que l'on pourrait faire appel à la Garde côtière, car c'est une des ressources du Canada. En cas d'accident, on pourrait lui demander son aide. Mais l'organisation que représente M. Carson a signé des contrats avec quelques-unes de ces compagnies, et j'imagine que cela concerne leurs plans. C'est là-dessus que devrait se concentrer la question.

Le sénateur Massicotte : On nous a dit, à de nombreuses reprises, qu'elles avaient des plans, mais qu'elles confiaient à des organisations comme la vôtre les missions de sauvetage, essentiellement. Voilà ce qu'on nous a répondu. Je suppose que tout dépend de votre front d'avancement. Dans quelle mesure êtes-vous confiants de recevoir l'information et jusqu'à quel point êtes-vous prêts? Le PDG d'Exxon a reconnu aujourd'hui que sa compagnie n'était pas préparée pour affronter une catastrophe majeure; elle pourrait faire face à un accident limité, mais qu'en est-il des grands désastres, car il y en aura?

M. Carson : Vous avez raison. Ce système a été conçu et bâti essentiellement pour s'occuper des déversements causés par des navires; d'ailleurs, les grandes fuites sur des navires sont normalement de l'ordre de 10 000 tonnes. En haute mer, c'est une autre paire de manches. La SIMEC a offert aux compagnies travaillant au large de s'occuper des fuites pouvant atteindre 10 000 tonnes, et c'est ce qui est prévu dans les contrats que nous avons signés avec elles. Comme je l'ai dit dans ma déclaration liminaire, le niveau de préparation a été déterminé et décidé au terme de consultations entre le gouvernement et l'industrie à l'époque, mais, je le répète, il se fonde sur des fuites d'hydrocarbures provenant de navires.

Le sénateur Massicotte : Je tiens à ce que cette discussion demeure pertinente. J'ai entendu dire que l'organisation est responsable jusqu'à concurrence de 50 000 tonnes. Au-delà, vous apportez votre concours à la résolution du problème, mais ce n'est pas votre responsabilité principale, cela ne fait pas partie de vos obligations contractuelles. Cela reviendrait à dire — et j'espère que c'est vrai — que c'est prévu, et je souhaite que les compagnies pétrolières l'aient effectivement prévu, mais si ce n'est pas vous, est-ce complètement une autre organisation? J'en doute.

M. Carson : Normalement, d'après ce qui est en place actuellement, les exploitants ont ce que l'on appelle des moyens d'intervention de niveau un, qui se trouvent sur l'unité flottante de production, de stockage et de déchargement en mer, sur le navire lui-même ou sur l'appareil de forage. La SIMEC met à leur disposition des moyens d'intervention de niveau deux. Au-delà de ces niveaux, des compagnies comme Chevron, Suncor et Husky ont

Senator Massicotte: Who would that be?

Mr. Carson: It could be OSRL in South Hampton, England. MSRC in the U.S. is another example.

Senator Massicotte: If it is a big spill, how many days does it take them to get here?

Mr. Carson: Most of OSRL's equipment would come by aircraft, by Hercules transport aircraft. Most of MSRC's equipment is marine-based, so they would have to steam from U.S. ports to the Newfoundland area.

Senator Massicotte: In the BP example, they are waiting for a ship from England which will take around a month and a half to get there. Is that an approximate time frame we are looking at?

Mr. Carson: That sounds a little long, but I cannot really say for sure.

Senator Lang: If I could, I will follow up on the question of the contingency plan and the experience they have had now down in the Gulf again, and that is what we are comparing ourselves to. One consultant said that the federal oversight of spill contingency plans largely amounts to accepting what oil industry operators say they can do, rather than demanding they demonstrate that they can actually do it. It is one thing to have a contingency plan and another to demonstrate that it will mitigate the problems you will face.

Is there a government agency that actually says to the oil company directly, an organization such as yours: Here is the contingency plan. Now demonstrate to us that it will work. How does it work? Do you have to do that?

Mr. Carson: In the case of the offshore petroleum boards, yes, they do have exercise requirements for the operators. As a matter of fact, Chevron is exercising their tier-two response capability tomorrow in Conception Bay with ECRC.

Senator Lang: Tier two means what?

Mr. Carson: Tier two is the 10,000-tonne level. Equipment is being deployed in Conception Bay tomorrow.

Senator Lang: Would a blowout similar to what has happened in the Gulf of Mexico be a tier five or six?

Mr. Carson: It is tier three plus.

Senator Lang: Then we do have demonstrations of a contingency plan that can cope with tier three or tier four?

Mr. Carson: No. This exercise tomorrow —

conclu des ententes avec d'autres organisations internationales susceptibles de leur fournir des ressources pour faire face à la situation en cas de fuites majeures.

Le sénateur Massicotte : À qui faites-vous allusion?

M. Carson : À OSRL, à South Hampton, en Angleterre, et à MSRC, aux États-Unis, par exemple.

Le sénateur Massicotte : Dans le cas d'une fuite importante, combien de jours faut-il pour arriver sur les lieux de l'accident?

M. Carson : OSRL enverrait la plus grande partie de son matériel par avions Hercules. Quant à MSRC, comme la majeure partie de son équipement est maritime, la compagnie devrait acheminer le matériel par bateau depuis des ports américains jusqu'à la zone touchée de Terre-Neuve.

Le sénateur Massicotte : Dans le cas de BP, la compagnie attend un navire en provenance d'Angleterre qui prendra environ un mois et demi pour se rendre sur les lieux de la catastrophe. Est-ce le délai que vous prévoyez, approximativement?

M. Carson : Cela me paraît un peu long, mais on ne peut rien avancer avec certitude.

Le sénateur Lang : Si vous me le permettez, je vais revenir sur le plan d'urgence et les leçons tirées jusqu'à présent dans le golfe du Mexique, et voir dans quelle mesure nous pouvons nous comparer. Un consultant a déclaré que le rôle de surveillance du gouvernement fédéral à l'égard des plans d'urgence en cas de déversement revient, dans une large mesure, à ce que les exploitants de l'industrie pétrolière disent pouvoir faire, plutôt que de consister à exiger de ces exploitants qu'ils prouvent qu'ils sont effectivement capables de faire ce qu'ils disent. C'est une chose que de se doter d'un plan d'urgence, mais c'en est une autre que de démontrer qu'on sera en mesure de limiter les dégâts.

Existe-t-il une agence gouvernementale, une organisation comme la vôtre, qui pourrait dire directement à une compagnie pétrolière : Voici le plan d'urgence; maintenant, prouvez-nous qu'il est viable. Comment cela fonctionne-t-il? Devez-vous faire ce genre de choses?

M. Carson : Les offices des hydrocarbures extracôtiers exigent effectivement des opérateurs qu'ils fassent des exercices obligatoires. D'ailleurs, demain, Chevron déploiera ses moyens pour une intervention de deuxième niveau, dans le cadre d'un exercice dans la baie de la Conception, avec la SIMEC.

Le sénateur Lang : Qu'entendez-vous par deuxième niveau?

M. Carson : C'est le terme qu'on emploie pour désigner des opérations visant des fuites de 10 000 tonnes et plus. On déploiera les équipements demain dans la baie de Conception.

Le sénateur Lang : Est-ce que dans le cas d'une explosion de la magnitude de celle qui s'est produite dans le golfe du Mexique, il faudrait faire une intervention de cinquième ou de sixième niveau?

M. Carson : On parlerait d'intervention de niveau trois plus.

Le sénateur Lang : Nous pouvons donc simuler l'application de plans d'urgence de niveau deux ou trois, n'est-ce pas?

M. Carson : Non. L'exercice de demain...

Senator Lang: Do we have it? If we called for that tomorrow, could you do it for us?

Mr. Carson: No.

Senator Massicotte: Would you ever drill with tier three?

Mr. Carson: Not for tier three, no. We have not done one for tier three.

The Chair: I know where you are going, Senator Lang, in terms of dealing with an accident as bad as the one in the Gulf, but we are also here to find out the prevention methods that are in place to prevent a bad spill. So far, the weight of the evidence would be that it is remote.

Senator Neufeld: Who is in charge and how is that determined? I think you have basically answered that. It is through a process, but when you started talking about the capabilities, it bothered me a bit. Chevron told us that they would be 100 per cent responsible for all of the cleanup, all the costs, third-party costs, everything, primarily with the government and the offshore boards. They would depend on you, Mr. Carson, or your organization I guess, as I understand, to do the cleanup. You say you are capable of 10,000 tonnes. Is that your limit?

Mr. Carson: No.

Senator Neufeld: What is your total limit? If Chevron called you tomorrow and said we need you now, what is your capability in tonnes?

Mr. Carson: It is a little difficult to explain. On a preparedness plan, on a plan basis, we have the capability to deal with a 10,000-tonne spill. If it is a 15,000-tonne spill, we will still respond to it and deal with it, but it will take longer than it would for only 10,000 tonnes or 5,000 tonnes.

Senator Neufeld: So your answer to me, as I would interpret it, is you are capable of the 10,000 tonnes. You can do more, but it will just take you longer. Tell me, how long would it take to you clean up 10,000 tonnes on a spill in the Atlantic?

Mr. Carson: In the Atlantic, on a plan basis, we are looking at within 10 days to get all the oil off the water. That includes unsheltered and sheltered water. If the shoreline is impacted, we are required, under the RO standards, to be able to clean 500 metres of beach per day.

We seem to get hung up on equipment. Equipment is certainly very important, but the planning is more important. A good, detailed plan that can be escalated from a tier one to tier two to tier three and beyond is key here.

ECRC's plan is built along that line. We can cascade equipment from across the country and from our mutual aid partners. We can cascade equipment in from, as I mentioned,

Le sénateur Lang : Est-ce que cela existe? Si on vous demandait de le faire demain, en seriez-vous capables?

M. Carson : Non.

Le sénateur Massicotte : Est-ce que vous pourriez faire des exercices de niveau trois?

M. Carson : Non, pas de niveau trois. Nous ne l'avons pas encore fait.

Le président : Je vois où vous voulez en venir, sénateur Lang, au sujet de la réponse à donner dans le cas d'un accident aussi grave que celui qui s'est produit dans le golfe du Mexique, mais nous sommes aussi ici pour savoir quels sont les moyens de prévention en place pour empêcher un tel désastre. Jusqu'à présent, tout semble indiquer que les risques que cela arrive chez nous sont minimes.

Le sénateur Neufeld : Qui est responsable et comment le détermine-t-on? Je pense que vous avez répondu à la question dans les grandes lignes. Cela se fait en suivant un processus, mais lorsque vous avez commencé à parler des moyens, quelque chose m'a dérangé. Les représentants de Chevron nous ont dit que la compagnie serait entièrement responsable du nettoyage, assumerait tous les coûts associés, les dépenses des tiers, tout, essentiellement avec le gouvernement et les offices des hydrocarbures extracôtiers. Elle compterait sur vous, monsieur Carson, sur votre organisation, j'imagine, d'après ce que j'ai compris, pour faire le nettoyage. Vous dites que vous avez les moyens d'intervenir dans le cas de fuites de 10 000 tonnes. Est-ce votre limite?

M. Carson : Non.

Le sénateur Neufeld : Quelle est votre limite totale? Si Chevron vous appelait demain pour vous demander de l'aide, quelle serait votre capacité, en tonnes?

M. Carson : C'est un peu difficile à expliquer. Nous sommes préparés pour faire face à un déversement de 10 000 tonnes. Si la fuite est de 15 000 tonnes, nous nous en occuperons aussi, mais ce serait plus long que si le déversement n'était que de 10 000 ou de 5 000 tonnes.

Le sénateur Neufeld : Donc, si je vous ai bien compris, vous seriez capables de faire face à un déversement de 10 000 tonnes. Vous pourriez aussi faire plus, mais cela prendrait davantage de temps. Dites-moi, combien de temps vous faudrait-il pour nettoyer une nappe de 10 000 tonnes de pétrole dans l'Atlantique?

M. Carson : Dans l'Atlantique, d'après notre plan, il faudrait compter environ 10 jours pour retirer le pétrole de l'eau. Cela inclut les eaux ouvertes et les eaux abritées. Si la côte est touchée, nous devons aussi, selon les normes d'OI, être en mesure de nettoyer 500 mètres de plage par jour.

Nous semblons être tributaires de l'équipement, qui est d'ailleurs très important, mais c'est la planification qui compte le plus. Ce qui est essentiel, c'est d'avoir un plan permettant de passer du niveau un au niveau deux puis au niveau trois et plus.

C'est dans cette perspective qu'est conçu le plan de la SIMEC. Nous pouvons faire venir de l'équipement d'un peu partout au pays et faire appel à nos différents partenaires. Comme je l'ai dit

Southampton, England, and from the U.S. Right now the U.S. has no surplus equipment available, but in normal times the U.S. has a lot of equipment that we could bring to bear. Over and above that, we have the government Coast Guard equipment.

Senator Neufeld: Having been involved in one large oil spill on land, where I come from, there was a huge amount of confusion. Would Environment Canada or DFO, as far as you know — and it may be unfair to ask you this — have any authority over what will take place? Does Environment Canada or DFO just say, “Look, we are just going to stand by and the oil company is in charge?” Your cleanup crew then comes in and does it. Is that the way it is on the ocean? That is not my experience on land.

Mr. Carson: On the ocean, with respect to the platforms, the offshore petroleum board has the final say. We either accept your plan or we do not.

Senator Neufeld: I mean when you go to clean up.

Mr. Carson: That is right; it includes the cleaning up. The responsible party has to submit a plan to the lead agency to describe how they will go about cleaning it up; with what, the resources required and the cost for a certain period of time. That plan is prepared by ECRC in conjunction with the agencies, which could be Coast Guard; if the spill involves the land, it could be the province; or if the spill has shoreline impact, it will be Environment Canada. That plan is then submitted and either approved or disapproved. It is back to the drawing board if the plan is disapproved.

Senator Neufeld: You say that all this was basically set up, to begin with, to deal with ship spills. On the West Coast, we have one to three large carriers going from Alaska to ports in Washington mostly, in the outer waters, not on the Inside Passage. If you had a spill the size of the *Exxon Valdez* — and some of these ships are bigger than the *Exxon Valdez* — would you have the capability of cleaning that up and responding to it right away? I want to get a sense of the size. You said you dealt with the shipping industry. If one of those ships crashed on the rocks in British Columbia, south of the Queen Charlottes, for whatever reason, would you have the capability to clean that up?

Mr. Carson: We certainly have the capability to get started and to ramp up a response over time. Yes, that is right.

Senator Neufeld: That is all in place?

Mr. Carson: Yes, it is.

Senator Neufeld: The carriers that ply the B.C. coast have contracts with Burrard Clean Operations?

Mr. Carson: That is correct.

précédemment, nous pouvons aussi faire venir de l'équipement de Southampton, en Angleterre, et des États-Unis. Actuellement, ce pays n'a pas de matériel excédentaire disponible, mais en temps normal, il possède beaucoup d'équipement que nous pourrions utiliser. Et en plus de tout le reste, nous pouvons disposer des ressources de la Garde côtière du Canada.

Le sénateur Neufeld : Étant moi-même intervenu dans le cadre d'un important déversement terrestre de pétrole, dans la région d'où je viens, je sais que la confusion peut être totale. D'après ce que vous en savez — et c'est peut-être déplacé de vous poser cette question —, est-ce qu'Environnement Canada ou le ministère des Pêches et des Océans ont quelque pouvoir que ce soit face à la situation? Pourraient-ils tout simplement dire : « Nous allons laisser intervenir la compagnie pétrolière responsable »? Et votre personnel de nettoyage arriverait ensuite sur les lieux et s'occuperait de tout. Est-ce ainsi que cela se passe sur l'océan? En tout cas, c'est l'expérience que j'ai eue à terre.

M. Carson : En mer, c'est l'office des hydrocarbures extracôtiers qui a le dernier mot pour ce qui est des plateformes. Nous pouvons soit accepter votre plan soit le rejeter.

Le sénateur Neufeld : Je parle du nettoyage.

M. Carson : Absolument; cela inclut le nettoyage. Le responsable doit soumettre un plan à l'agence qui supervise les opérations dans lequel il indique comment il va procéder au nettoyage, quelles ressources sont requises et combien cela va coûter pour une période donnée. Ce plan est préparé par la SIMEC, conjointement avec les agences, comme la Garde côtière; si le déversement touche les terres, ce serait la province visée; et si les côtes sont frappées, ce serait Environnement Canada. Le plan serait ensuite présenté puis accepté ou refusé. Dans ce dernier cas, il faudrait retourner faire ses devoirs.

Le sénateur Neufeld : Vous avez dit que l'objectif essentiel est de s'occuper des fuites venant de navires. Sur la côte Ouest, on compte jusqu'à trois grands navires-transporteurs qui naviguent entre l'Alaska et les ports de l'État de Washington, pour la plupart, en haute mer, pas dans le Passage de l'Intérieur. S'il y avait une fuite de l'ampleur de celle de l'*Exxon Valdez* — et certains de ces pétroliers sont plus gros que l'*Exxon Valdez* —, auriez-vous les moyens de vous occuper du nettoyage et d'intervenir immédiatement? J'aimerais avoir une idée des moyens. Vous avez dit travailler avec l'industrie maritime. Si un de ces navires venait à se fracasser sur les rochers de la côte de Colombie-Britannique, au sud des îles de la Reine-Charlotte, pour quelque raison que ce soit, seriez-vous en mesure de vous occuper du nettoyage?

M. Carson : Nous aurions certainement les moyens de commencer le nettoyage et d'échafauder un plan pour la suite. Oui, absolument.

Le sénateur Neufeld : Tout est en place?

M. Carson : Oui.

Le sénateur Neufeld : Les bateaux qui naviguent le long des côtes de Colombie-Britannique ont des contrats avec Burrard Clean Operations, n'est-ce pas?

M. Carson : Oui, c'est exact.

The Chair: I thought it would be interesting to read this piece from the testimony on day one of our hearings by Max Ruelokke of the Newfoundland and Labrador board:

Last but not least, the board's safety and environmental professionals review the emergency response plans for the project in the event that an incident occurs despite the preventative measures in place. These plans include an oil spill response plan, which describes in detail the command structure the operator will put in place to respond to a spill event. It also describes the plan's relationship with other operators' and government's plans and a description of spill response resources available at site in eastern Newfoundland, nationally and internationally.

In other words, they seem to have at least foreseen the possibility of getting their wires crossed.

Senator Banks: I will re-plow the ground you have just talked about. Maybe I am seeing a bogeyman under the bed, and maybe there is not an analogy to this situation. Another committee of which I have been a member for a long time, the Standing Senate Committee on National Security and Defence, ten years ago, inquired about who is in charge, in the event of an event, of coordinating all the first responders? You might be first responders. When we heard words like "putting a plan together in conjunction with maybe that guy or maybe that guy or maybe that guy," it struck terror into our hearts, which turned out in a couple of instances to be well-founded terror.

Since then, it has been the case that in most cities of any size — this is true of Vancouver and Edmonton, and I am sure it is true in Saint John and St. John's — the plan is in place now. No one has to talk to anyone, because when an event happens, everyone knows exactly where they will go and exactly who is in charge, and you sit there and this guy is running the show. There is no question about it. You do not have to say, "We might have to talk to the ambulance operator or we might have to involve the police or the fire department," et cetera. They are all there. As soon as someone hits the buzzer, there is no question about who will run the show.

Please correct me if I am wrong, but I am hearing that that might not be the case in the event of either a ship-based spill or an offshore drilling rig spill. Parenthetically, Mr. Grenier, you said you mainly deal with ship-source spills, but I am presuming that your resources could also be called upon in the case of an offshore drilling event of some kind.

Can you give us a little more comfort? Say the event happens tomorrow morning at six o'clock. How soon will it be before someone is able to say, "I've got this, I am in charge, and I will need to call those guys and those guys, and this is why I need to call them and they will do what I tell them"?

Mr. Grenier: I will respond in terms of a ship's response. Of course, the way the regime goes, the polluter activates the plan, so he is the first responder. In the plan, Coast Guard is notified that there is a spill or something to that effect. As soon as we hear that, the Coast Guard radio station will then relay the message to

Le président : J'ai pensé qu'il serait intéressant de vous lire cet extrait du témoignage qu'a livré un jour devant notre comité Max Ruelokke, de l'office de Terre-Neuve-et-Labrador :

Enfin et surtout, les professionnels de l'office en matière de sécurité et d'environnement examinent les plans d'urgence pour le projet, dans le cas où un accident se produirait en dépit des mesures préventives mises en place. Ces plans comprennent un plan d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures, qui décrit en détail la structure de commandement que l'exploitant mettra en place advenant un déversement. Il décrit aussi le lien de ce plan avec ceux des autres exploitants et des gouvernements, ainsi que les ressources disponibles sur place, dans l'Est de Terre-Neuve et à l'échelle nationale et internationale pour les interventions en cas de déversement.

Autrement dit, on semble envisager le pire scénario.

Le sénateur Banks : Permettez-moi de saisir la balle au bond. Peut-être que je vois le mal partout, et peut-être qu'il n'y a pas d'analogie à faire avec la situation qui nous occupe. Un autre comité auquel j'ai siégé pendant longtemps, le Comité sénatorial permanent de la sécurité nationale et de la défense, il y a dix ans, a demandé qui était responsable, en cas de problème, de coordonner l'action de tous les intervenants de première ligne. Il se pourrait que vous soyez ces premiers intervenants. Lorsque nous entendions parler de « la mise en œuvre d'un plan avec untel ou tel autre », cela nous glaçait le sang; et il s'est avéré à quelques reprises que nos craintes étaient fondées.

Depuis lors, on a mis en place un plan dans la plupart des villes, quelle que soit leur taille — c'est vrai pour Vancouver et Edmonton, et je suis sûr qu'il en va de même pour Saint-Jean et St. John's. Personne n'a à parler à qui que ce soit maintenant, parce que lorsqu'un accident survient, chacun sait exactement où aller et qui est responsable; tout fonctionne comme sur des roulettes. Cela ne fait aucun doute. Pas besoin de dire : « Nous devrions parler aux ambulanciers ou bien faire appel aux policiers ou aux pompiers », et cetera. Tout le monde est averti. Dès que quelqu'un tire la sonnette d'alarme, chacun sait ce qu'il doit faire.

Corrigez-moi si je me trompe, mais j'ai entendu dire que nous n'étions pas aussi bien préparés dans le cas d'un déversement causé par un navire ou d'une fuite provenant d'un forage en haute mer. Entre parenthèses, monsieur Grenier, vous avez dit vous occuper essentiellement de déversements causés par des navires, mais j'imagine que vous avez quand même les ressources pour intervenir en cas de fuite sur une plateforme en haute mer.

Pourriez-vous nous rassurer à cet égard? Supposons un instant qu'il se produit un accident demain matin à 6 heures. Combien de temps faudra-t-il avant que quelqu'un ne dise : « J'ai ce qu'il faut, je m'en occupe, et je vais appeler telles et telles personnes qui devront faire ceci ou cela »?

M. Grenier : Je vais vous dire ce que l'on ferait dans le cas d'une fuite sur un navire. Bien sûr, selon le système actuel, le pollueur activerait le plan; c'est donc lui qui serait le premier intervenant. Selon le plan, la Garde côtière serait prévenue qu'il y a eu un déversement ou quelque chose du genre. Aussitôt après, la station

Transport Canada, to our environmental response group, to Environment Canada, and so on. We will send a Coast Guard officer to the scene to talk to the ship's captain or the polluter.

Senator Banks: Do you send him on one of your ships or on a helicopter?

Mr. Grenier: We will send him on a helicopter, whatever. It could also be over the radio. We will ensure that he is responding in what we feel is the right way. Then we become the federal monitoring officer, and we will stay there until the spill is cleaned up. This is with regard to ships.

Senator Banks: When you get there, who is in charge?

Mr. Grenier: The polluter is in charge of his own response. We are monitoring. If, for whatever reason, we are not satisfied with the way the clean-up is being done, or if it is a mystery spill from a ship — we do not know which one — then we will take over. Then we will become the on-scene commander and we will take over.

Senator Banks: The officer on the spot has the authority to say, "That's it. I am taking over now"?

Mr. Grenier: Yes. There will be some discussion, but basically yes.

Senator Banks: Discussion is the problem.

Mr. Carson, would you reply, please.

Mr. Carson: It is very clear for ECRC. Let us talk about a generic ship. The ship has an arrangement with ECRC, and it is a pre-signed response agreement. The person in charge is either the ship's captain, or the ship's owner has a representative. ECRC reports to that person.

Senator Banks: Do you operate under that person's direction?

Mr. Carson: Yes. As I said before, we will take the necessary emergency action and we will prepare a plan which is submitted to the ship owner or to the ship's captain. Then, in conjunction with the lead agency, such as the Coast Guard, the plan will be approved and we carry on.

Senator Banks: So you submit a plan to the captain of a ship.

Mr. Carson: Yes.

Senator Banks: Is it subject to his approval?

Mr. Carson: That is correct.

Senator Dickson: Mr. Carson, I would like to follow up and ask how many rigs are currently operating and producing in the Newfoundland territory.

radio de la Garde côtière relayerait le message à Transports Canada, à notre groupe d'intervention environnementale, à Environnement Canada, et ainsi de suite. Nous enverrions un agent de la Garde côtière sur les lieux de l'incident pour qu'il parle au capitaine du navire ou au pollueur.

Le sénateur Banks : S'y rendrait-il en utilisant un de vos bateaux ou par hélicoptère?

M. Grenier : Il y serait envoyé par hélicoptère ou par tout autre moyen. Cela pourrait se faire aussi par l'intermédiaire de la radio. Nous nous assurerions qu'il interviendrait de la manière qui nous semble appropriée. Ensuite, arriverait l'agent de surveillance fédéral, et nous resterions sur place jusqu'à ce que le nettoyage soit terminé. Voilà ce que nous ferions dans le cas de déversements impliquant des navires.

Le sénateur Banks : Quand vous arrivez sur place, qui est en charge des opérations?

M. Grenier : Le pollueur est responsable de sa propre intervention. Nous le surveillons. Si, pour quelque raison que ce soit, nous ne sommes pas satisfaits de la manière dont est fait le nettoyage, ou si nous avons affaire à une fuite douteuse — car nous savons les repérer —, nous prenons la situation en mains. À ce moment-là, nous prenons le relais et assurons le commandement des opérations sur les lieux du déversement.

Le sénateur Banks : L'agent sur place a-t-il le pouvoir de dire : « Ça suffit. Je prends le contrôle des opérations maintenant »?

M. Grenier : Oui. Cela ne se fera pas sans discussion, mais oui.

Le sénateur Banks : Le problème, c'est justement qu'il faille discuter.

Monsieur Carson, pourriez-vous répondre, s'il vous plaît?

M. Carson : Pour la SIMEC, c'est très clair. Prenons comme exemple un bateau quelconque. Son exploitant a conclu avec la SIMEC une entente, un accord d'intervention pré-signé. La personne responsable est soit le capitaine du navire soit le représentant du propriétaire du navire en question, et c'est à cette personne que la SIMEC rendra des comptes.

Le sénateur Banks : Travaillez-vous sous les ordres de cette personne?

M. Carson : Oui. Comme je l'ai dit précédemment, nous appliquerons les mesures d'urgence qui s'imposent et élaborerons un plan que nous soumettrons au propriétaire ou au capitaine du navire. Ensuite, conjointement avec l'agence qui coordonne les opérations, comme la Garde côtière, le plan sera approuvé et nous poursuivrons les travaux.

Le sénateur Banks : Vous présentez donc un plan au capitaine du bateau.

M. Carson : Oui.

Le sénateur Banks : Doit-il l'approuver?

M. Carson : Absolument.

Le sénateur Dickson : Monsieur Carson, pourriez-vous nous dire combien de puits sont exploités actuellement à Terre-Neuve?

Mr. Carson: There are three producing and the Chevron well is being drilled.

Senator Dickson: Of the three producing, does your organization have contracts with the operators of those three?

Mr. Carson: Yes, we do.

Senator Dickson: Prior to three producing, it started out as one producing.

Mr. Carson: Hibernia.

Senator Campbell: Has your capability increased since Hibernia?

Mr. Carson: ECRC's capability has not increased. The operators have purchased additional equipment specific to the offshore. The three of them have purchased five single vessel side-sweep systems. Those are spill kits that contain equipment that can be adapted and mounted on the side of one of their supply vessels for immediate tier one response.

In addition, the operators have purchased state-of-the-art offshore sweep boom, as well as sophisticated, high-capacity skimming units. Under contract with ECRC, ECRC maintains that equipment, we train the people to operate it and we oversee its storage.

However, to go back to your original question, ECRC has not increased our capability as a result of taking on those customers.

Senator Dickson: Do you think it would be prudent to increase your capability? I am fishing here.

Mr. Carson: As I say, ECRC was built for ship-source oil pollution and it was built to what they call the "response organization standards." These standards determine how much boom we would need, and how much pumping and skimming capability we would need.

The stakeholders in this regime pay for that through fees they pay to ECRC. It would require a legislative change or the stakeholders to agree to pay higher fees than what they do today for us to increase our capacity.

Senator Dickson: Legislative changes to the Canada Shipping Act, do you mean?

Mr. Carson: That is right.

Senator Dickson: Take me through this process. As I understand it, Chevron prepares a plan and they take it to the Newfoundland board. When do you first see that plan?

Mr. Carson: We would not see that plan in any detail until there was a spill. Our plan is part of their plan, the same as our plan is a part of Coast Guard's plan.

Senator Dickson: I want to make sure I am hearing this right. Mr. Grenier, you would not see the Chevron plan until there is a spill, is that right?

M. Carson : Il y en a trois en production, en plus du puits de Chevron que l'on est en train de forer.

Le sénateur Dickson : Est-ce que votre organisation a signé des contrats avec les exploitants de ces trois sites en activité?

M. Carson : Oui.

Le sénateur Dickson : Au départ, il n'y avait qu'une station de forage; maintenant il y en a trois.

M. Carson : Oui, c'était Hibernia.

Le sénateur Campbell : Est-ce que vos moyens ont augmenté depuis Hibernia?

M. Carson : Les moyens de la SIMEC n'ont pas augmenté. Les exploitants ont acheté de nouveaux équipements spécialement adaptés pour les plateformes en haute mer. Les trois dont nous parlons ont fait l'acquisition de cinq dispositifs pour des opérations de nettoyage à un navire. Ce sont des équipements de lutte contre les déversements que l'on peut adapter et monter sur un côté des bateaux ravitailleurs pour intervenir immédiatement.

De plus, les exploitants ont acheté des dragues hydrographiques à flèche à la fine pointe de la technologie ainsi que des écrémeurs sophistiqués à haut rendement. D'après le contrat que nous avons signé, la SIMEC s'occupe de l'entretien de ces équipements, forme le personnel à leur utilisation et supervise l'entreposage du matériel.

Toutefois, pour en revenir à votre question initiale, je dois dire que la SIMEC n'a pas augmenté sa capacité depuis qu'elle a ces nouveaux clients.

Le sénateur Dickson : Croyez-vous qu'il serait prudent de le faire? Je pêche dans ce secteur.

M. Carson : Comme je l'ai dit, la SIMEC a été créée pour s'occuper des déversements d'hydrocarbures produits par des navires et selon ce que l'on appelle les « Normes sur les organismes d'intervention ». Ces normes permettent de déterminer combien de barrages flottants et quelle quantité d'équipements de pompage et d'écramage seront nécessaires.

En vertu de ce système, les intervenants payent des droits à la SIMEC. Il faudrait changer la loi ou que les intervenants soient d'accord pour payer des droits plus élevés pour que nous ayons les moyens d'augmenter notre capacité.

Le sénateur Dickson : Voulez-vous parler de modifications à la Loi sur la marine marchande du Canada?

M. Carson : Absolument.

Le sénateur Dickson : Expliquez-moi comment. D'après ce que je comprends, Chevron prépare un plan et le soumet ensuite à l'office de Terre-Neuve. Quand voyez-vous le plan pour la première fois?

M. Carson : Nous ne voyons jamais le plan en détail tant qu'il n'y a pas de déversement. Notre plan fait partie du leur, de la même manière qu'il fait partie du plan de la Garde côtière.

Le sénateur Dickson : Je veux être sûr d'avoir bien entendu. Monsieur Grenier, vous ne voyez le plan que s'il y a un incident, c'est bien cela?

Mr. Grenier: The board which oversees it would see the plan. They would actually analyze the plan. I do not want to speak for them.

Senator Dickson: When do you see the plan? Do you see the plan before there is a spill? Does the board pass the plan to you to have on file, not for opinion purposes? I appreciate you are doing an excellent job — no question.

Mr. Grenier: I will take the example of ships. Ships have plans on board. Transport Canada approves the plan. So we know what the plan is, except for phone numbers and so on. It is a standard thing adapted to each and every ship.

Their plan calls for ECRC, if the spill goes up to a prescribed amount and they cannot handle it. That is why ECRC is part of their plan. However, if there were an incident, then you have the incident action plan that would then say "Okay, today we need more. We need to cascade." Tomorrow, plan number three would say we need to ask for another region to come in because they do not have enough boom or skimmers or so on.

There is a plan in case something happens. If something happens, other actions kick in as the plan is adjusted.

Senator Dickson: I am interested in the Conception Bay exercise.

Mr. Carson: Yes.

Senator Dickson: I assume Conception Bay will not be tabletop; we will have real equipment, will we not?

Mr. Carson: It is real equipment.

Senator Dickson: Would you describe that exercise in Conception Bay?

The Chair: Is that the one taking place tomorrow with Chevron?

Senator Dickson: Tier one, I guess.

Mr. Carson: I referred briefly to the large offshore boom that these companies have purchased. That boom is called NorLense Offshore Boom. It is extremely large and is designed specifically for open ocean use. That boom is being deployed as well as what is called a TransRec skimmer. That is a heavy-duty oil skimmer that is deployed in conjunction with this boom.

The boom is used in a U-shaped formation; you have two vessels, one on each end of the boom and it tows this boom through the oil. The TransRec skimmer is in the apex of the boom and that is what recovers the oil. It pumps it up into storage tanks. That is what is being done tomorrow.

Senator Dickson: What is the largest tabletop tier exercise that you have participated in?

Mr. Carson: Every year, we conduct what is called a 10,000 tonne tabletop exercise. Typically, it runs for 36 to 48 hours continuously. During that exercise, specific objectives that have to be met in terms of producing plans and status reports. We work to a scenario. We bring in most of our personnel. We bring in quite a few of our specialist advisers as part of what we call the spill management team.

M. Grenier : L'office qui supervise les opérations est censé voir le plan et l'analyser, mais je ne veux pas parler à sa place.

Le sénateur Dickson : Quand voyez-vous le plan? Avant une fuite éventuelle? Est-ce que l'office vous en remet une copie davantage pour vos dossiers que pour avoir votre avis? Je sais que vous faites de l'excellent travail; il n'y a aucun doute là-dessus.

M. Grenier : Je vais reprendre l'exemple des navires. Les navires ont des plans, à bord, que Transports Canada approuve. Alors, nous savons en quoi consistent ces plans, même si nous ne connaissons pas les numéros de téléphone, et cetera. C'est quelque chose de standard que l'on adapte ensuite pour chaque bateau.

Le plan prévoit l'intervention de la SIMEC si le déversement atteint un certain niveau qu'on n'est pas capable de maîtriser. C'est la raison pour laquelle la SIMEC fait partie des plans. Toutefois, au cas où un incident se produirait, il faut avoir un plan d'action permettant de prévoir les besoins au jour le jour, et envisager, par exemple, de demander l'aide d'une autre région, des fois qu'on viendrait à manquer de barrages flottants ou d'écumeuses.

Il existe un plan, pour parer à toute éventualité, un plan que l'on pourrait ajuster en fonction des mesures à prendre.

Le sénateur Dickson : J'aimerais en savoir un peu plus sur l'exercice prévu dans la baie de Conception.

M. Carson : Oui.

Le sénateur Dickson : J'imagine que cet exercice ne sera pas une simulation sur maquette, mais bel et bien un exercice avec de l'équipement réel, n'est-ce pas?

M. Carson : Oui, ce sera le vrai l'équipement.

Le sénateur Dickson : Pourriez-vous nous dire en quoi consistera cet exercice?

Le président : Est-ce celui qu'est censé faire Chevron demain?

Le sénateur Dickson : L'exercice de niveau un, je suppose.

M. Carson : J'ai parlé brièvement des grands barrages flottants antipollution qu'ont achetés ces compagnies. On les appelle des barrages NorLense pour la haute mer. Ils sont extrêmement grands et conçus spécialement pour les eaux ouvertes de l'océan. On les déploie en même temps que les écumeuses TransRec. Ce sont des écumeuses de pétrole à haut rendement.

Le barrage est disposé en U; vous avez deux navires, un de chaque côté du barrage qui tire le barrage, lequel draine le pétrole. L'écumeuse TransRec est placée à l'extrémité du barrage et permet de récupérer le pétrole en le pompant pour remplir de grands réservoirs de stockage. C'est ce qu'on fera demain.

Le sénateur Dickson : Quel est le plus grand exercice auquel vous avez participé?

M. Carson : Chaque année, nous faisons ce que nous appelons un exercice de simulation d'intervention en cas de fuite de 10 000 tonnes. Normalement, cet exercice dure de 36 à 48 heures sans interruption. Le but est d'atteindre certains objectifs précis en termes d'élaboration de plans et de production de rapports d'étape. Nous travaillons selon un scénario. Nous faisons

That is done every year. This year it will be in Newfoundland in September, and we would be glad to have any of you come and observe.

Senator Dickson: When was the last time that you did a tier 3 tabletop exercise?

Mr. Carson: We have never done one.

The Chair: I read a moment ago an answer from Max Ruelokke. I have here one from Mr. MacLeod of Chevron.

You had asked him the exact same line of questioning, and he said:

In terms of mitigation, our spill response plan is a tiered approach. The first of three tiers is that in the event of a small spill, we would activate resources on board the *Stena Carron* and the supply vessel standing by. A certain amount of boom equipment and absorbent equipment would be brought to bear. The next tier is to activate equipment in St. John's at the Eastern Canada Response Corporation, ECRC, with whom we have a contract to help respond.

When you said that you would not see the plan until there was an accident, senators' eyebrows went up, including those of the chair, because you have a contract. We wondered why you would not have seen the plan. He goes on to state:

In the event of an incident in the magnitude of the current one in the Gulf of Mexico, we would go to the third tier, which our corporation has only gone to once.

That was Chevron talking, and that was at the time of Katrina.

Senator Banks: Is the boom that will be deployed tomorrow and towed by two ships the biggest one that you have?

Mr. Carson: That is right.

Senator Banks: How much oil does it contain?

Mr. Carson: It is designed as a sweep system.

Senator Banks: How much oil can it take?

Mr. Carson: It is 400 metres of boom. The boom is about 2.5 metres in height. You have about a meter below the surface and a meter and a half above the surface.

participer la plupart de nos employés et intervenir plusieurs de nos experts-conseils au sein de ce que nous appelons notre équipe de gestion du déversement.

On fait cet exercice tous les ans et, cette année, ce sera à Terre-Neuve, en septembre. Et nous serions ravis d'accueillir ceux qui, parmi vous, seraient tentés par l'expérience.

Le sénateur Dickson : À quand remonte la dernière fois que vous avez fait un exercice de niveau trois?

M. Carson : Nous n'en avons jamais fait.

Le président : J'ai lu, il y a quelques instants, une intervention faite par Max Ruelokke. J'ai ici une autre réponse de M. MacLeod, de Chevron.

Vous lui aviez posé exactement la même question, et voici ce qu'il avait répondu :

Concernant les mesures d'atténuation, nous disposons d'un plan d'intervention échelonné en cas de déversement de pétrole. La première étape, dans le cas d'une petite fuite, consiste à déployer les ressources à bord du *Stena Carron* et du navire d'approvisionnement en attente. Un certain nombre de barrages et de pièces d'équipement d'absorption seraient employés. L'étape suivante est de faire appel à l'équipement de la Société d'intervention maritime, Est du Canada, ou SIMEC, située à St. John's. Le contrat que nous avons avec la SIMEC précise qu'elle doit appuyer nos efforts d'intervention.

Lorsque vous avez dit que vous ne voyez pas le plan avant qu'il y ait un accident, vous avez fait sourciller les sénateurs, y compris le président, parce que vous avez un contrat. Nous nous demandions pourquoi vous ne pouviez pas voir le plan. Voici ce qu'il a ajouté :

S'il devait se produire un accident aussi grave que la catastrophe qui frappe le golfe du Mexique actuellement, nous devrions lancer une intervention de niveau trois, ce que notre compagnie n'a fait qu'une fois.

C'est ce que disait le représentant de Chevron, et c'était à l'époque de Katrina.

Le sénateur Banks : Est-ce que le barrage flottant qui sera déployé demain et tracté par deux navires est le plus grand que vous possédiez?

M. Carson : Oui.

Le sénateur Banks : Combien de pétrole peut-il contenir?

M. Carson : C'est un barrage à balayage.

Le sénateur Banks : Combien de pétrole peut-il capter?

M. Carson : Le barrage fait 400 mètres et environ 2,5 mètres de haut. Il y a environ un mètre sous la surface et un mètre et demi au-dessus de l'eau.

The idea is that as you go through a slick, you sweep the water surface and the oil moves to the apex of the boom where it gets concentrated, thickened, and then the skimmers are much more efficient working in 10 inches of oil than they are in an inch of oil.

Senator Banks: Thank goodness oil floats.

Mr. Carson: Not always.

Senator Banks: It is 400 metres of boom in a U-shape.

Mr. Carson: Yes.

Senator Banks: I presume if you looked at the open side of the U, it would be in the order of 150 metres?

Mr. Carson: I can give you that number exactly.

Senator Banks: This would tell us the size of the slick with which this boom could deal, the breadth, the width, the face.

Mr. Carson: It is 90 metres.

Senator Lang: Getting back to the exercise tomorrow with the sweeper and what you are doing there, have you done that before in a real life exercise as opposed to a tabletop?

Mr. Carson: It has been done before with this equipment, and the single side sweep systems that I referred to on the tier 1 level are exercised every year.

Senator Banks: Is that in real situations?

The Chair: No. It is like a fire drill.

Mr. Carson: They are real situations, but no oil.

Senator Lang: Do you work with any other international companies? Are you strictly based in Canada?

Mr. Carson: We operate strictly in Canada. On occasion, we do provide people. For example, we have had people down in the Gulf, and we have two people in the Gulf as we speak.

Senator Lang: I have a further question on the contingency plan. Do you know of a tier 3-plus contingency plan where they do a fire drill exercise to see how they would cope with it?

Mr. Carson: Not that I am aware of, no.

Senator Lang: It has never been done.

Senator Peterson: We are focusing primarily on offshore platforms and drilling. Would it be fair to say in that instance that the oil companies are the people in charge?

Mr. Carson: You are correct.

Senator Peterson: You would come if they asked you to come.

Mr. Carson: That is correct.

Senator Peterson: They would be giving you all the directions on what to do and where to go.

Quand on traverse une nappe d'hydrocarbures, on balaye la surface de l'eau et le pétrole se déplace vers l'extrémité du barrage où il se concentre et s'épaissit. Ensuite, les écrémeuses peuvent entrer en action, car il est beaucoup plus efficace de travailler dans 10 pouces de pétrole que dans un.

Le sénateur Banks : Dieu merci, le pétrole flotte.

M. Carson : Pas toujours.

Le sénateur Banks : On parle d'un barrage de 400 mètres en forme de U.

M. Carson : Oui.

Le sénateur Banks : J'imagine que la partie ouverte du U doit mesurer environ 150 mètres de large, n'est-ce pas?

M. Carson : Je peux vous donner la distance exacte.

Le sénateur Banks : Cela nous donnerait le volume de la nappe que le barrage peut capter.

M. Carson : C'est 90 mètres.

Le sénateur Lang : Pour en revenir à l'exercice de demain avec le barrage flottant et tout le reste, j'aimerais savoir si vous avez déjà fait cet exercice dans des conditions réelles plutôt que simulées?

M. Carson : Cela a déjà été fait avec cet équipement, et les systèmes de balayage latéraux auxquels j'ai fait référence pour l'exercice de niveau 1 sont testés chaque année.

Le sénateur Banks : Dans des situations réelles?

Le président : Non. Cela ressemble à un exercice d'évacuation en cas d'incendie.

M. Carson : Les situations sont réelles, mais pas le pétrole.

Le sénateur Lang : Travaillez-vous avec d'autres compagnies internationales? Êtes-vous uniquement basés au pays?

M. Carson : Nous travaillons seulement au Canada. À l'occasion, nous envoyons des gens en mission à l'étranger. Par exemple, nous en avons envoyé dans le golfe du Mexique; d'ailleurs, il y a encore deux personnes là-bas, au moment où je vous parle.

Le sénateur Lang : J'ai une autre question au sujet du plan d'urgence. Savez-vous si le plan d'urgence prévoit un exercice de niveau 3 et plus au cours duquel on ferait cet exercice d'évacuation pour voir comment on s'en sortirait en cas de problème?

M. Carson : Non, je l'ignore.

Le sénateur Lang : Cela n'a jamais été fait.

Le sénateur Peterson : Nous nous concentrons essentiellement sur les plateformes et le forage en haute mer. Serait-il juste de dire, dans ce cas, que ce sont les compagnies pétrolières qui sont responsables?

M. Carson : Absolument.

Le sénateur Peterson : Si elles vous le demandaient, vous iriez.

M. Carson : Oui.

Le sénateur Peterson : Elles vous donneraient toutes les directives pour que vous sachiez quoi faire et où aller.

Mr. Carson: Theoretically, they give the directions, but they take a lot of suggestions from us. We are the experts.

Senator Peterson: You said that you do not go north of 60, unless requested. Probably the most fragile area is the Arctic, and it would indicate here that the Department of Indian Affairs is in charge.

For the offshore of Newfoundland, there is the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board, and the same with Nova Scotia. We have been told that there are a number of professional and highly competent people who have experience in this kind of operation. Does INAC have something similar to that?

Mr. Grenier: North of 60, it is the Coast Guard. There is no response organization. There is just a bit of traffic and no drilling as we speak right now. The Coast Guard is responsible for ships' source pollution.

The spill response plan that you are talking about would be reviewed during the environmental assessment by the regulator. INAC and the National Energy Board would review that plan. They would accept it. It is not like no one has seen the plan. It has been approved before they are given the permit to drill.

If you want to know a bit more about this, I have the Director of Oceans from DFO with me. Perhaps she can explain more about how it works.

Senator Peterson: I am surprised that INAC, and I did not know they were in this business, have competent people to carry out this kind of operation. How long has it been doing that?

Mr. Grenier: INAC would work with the National Energy Board, which has the expertise and the authority. INAC is there because they understand the North and the Aboriginals who live there. They rely on the expertise of NRCan and the National Energy Board.

Senator Peterson: I am concerned about the length of time to get ships and equipment up there. Where is the closest point with this type of equipment that you would need there, if you are part of it? Maybe you are not part of it.

Mr. Grenier: There is no drilling.

Senator Peterson: There will be; they are talking about it.

Mr. Grenier: If there is drilling, then they will have to have a plan, and if they have a plan, they will have to have a backup system if something fails. During the environmental assessment, many departments will review the plan to satisfy themselves that the response is a good plan, and they would either accept or not accept the plan. That is when they have to come up with what they will do.

M. Carson : En théorie, elles donnent les directives, mais elles acceptent beaucoup de nos propositions, car nous sommes les spécialistes.

Le sénateur Peterson : Vous avez dit que vous ne dépasseriez pas le 60^e parallèle, à moins qu'on vous le demande. Peut-être que la zone la plus fragile est l'Arctique, et cela voudrait dire, dans ce cas, que c'est le ministère des Affaires indiennes qui prendrait en charge les opérations.

Pour Terre-Neuve, c'est l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, et son pendant pour la Nouvelle-Écosse. On nous a dit qu'il existe un certain nombre de professionnels et de gens hautement qualifiés qui ont de l'expérience dans ce genre d'interventions. Est-ce que le MAINC peut en dire autant?

M. Grenier : Au nord du 60^e parallèle, c'est la Garde côtière qui s'occupe des opérations. Il n'y a pas d'organisation chargée d'intervenir. Actuellement, il y a peu de trafic et pas de forages. La Garde côtière est responsable des interventions en cas de pollution provoquée par des navires.

Le plan d'intervention en cas de déversement dont vous parlez doit être révisé pendant l'étude d'impact environnemental par l'organisme de réglementation. Le MAINC et l'Office national de l'énergie sont censés revoir ce plan. Ils doivent aussi l'accepter. Ce n'est pas comme si personne n'avait vu le plan. Il doit être approuvé avant que ne soit donnée l'autorisation de forer.

Si vous voulez en savoir un peu plus sur la question, vous pouvez vous adresser à la directrice des Océans, de Pêches et Océans Canada, qui est avec moi aujourd'hui. Peut-être qu'elle pourra vous expliquer plus en détail comment cela fonctionne.

Le sénateur Peterson : Je suis surpris d'apprendre que le MAINC — car j'ignorais qu'il travaillait aussi dans ce domaine — avait des gens compétents pour mener à bien ce genre d'opérations. Depuis combien de temps le fait-il?

M. Grenier : Le MAINC travaille avec l'Office national de l'énergie qui possède l'expertise et l'autorité. Le MAINC est partie prenante du processus parce qu'il comprend le Nord et les Autochtones qui y vivent. Il se fie néanmoins à l'expertise de Ressources naturelles Canada et de l'Office national de l'énergie.

Le sénateur Peterson : Je suis préoccupé par le temps requis pour amener les navires et l'équipement jusque dans la zone touchée. Où se trouve l'équipement le plus proche pour effectuer ce genre d'exercice, si vous y participez?

M. Grenier : Il n'y a pas de forages.

Le sénateur Peterson : Il y en aura puisqu'il y a des pourparlers à ce sujet.

M. Grenier : Si c'est le cas, ils devront se doter d'un plan et d'un système de secours pour corriger toute défaillance. Durant l'évaluation environnementale, beaucoup de ministères reverront le plan pour s'assurer que l'intervention prévue est satisfaisante, et ils pourront accepter ou rejeter le plan. C'est à ce moment-là qu'ils devront dire ce qu'ils entendent faire.

The Chair: I have something for you, Senator Peterson. I am referring to the news release that came out on June 10 from the National Energy Board. It is an invitation: Dear Senator Peterson: The National Energy Board is inviting your participation in its public review of Arctic offshore drilling requirements —

Senator Peterson: That must be some other Peterson.

Senator Neufeld: It was in response to Senator Peterson's question about INAC. The National Energy Board is in charge; we have dealt with that in other areas. They use INAC as an adviser because, as you say, up there they deal with the Inuit and First Nations who live there and have done so for some time. However, as to who is in charge of drilling, it is the NEB.

Senator Banks: Although INAC grants the leases.

Senator Neufeld: They grant the leases; that is correct.

The Chair: Mr. Carson, you said that your company is a privately owned company. Are all the four response organizations that you described owned by the same party?

Mr. Carson: No, they are not.

The Chair: Are they all different owners?

Mr. Carson: They are all different.

The Chair: May I ask who owns your company?

Mr. Carson: It is Suncor, Imperial Oil, Ultramar and Shell.

The Chair: That is what I thought. It is a substantial group of players in the oil industry.

Mr. Carson: That is correct.

The Chair: What you do is what you have described; you are not out doing other things. You are waiting and continuing your preparation to be ready for whatever the contract you have calls for you to do.

Mr. Carson: That is right. Our full-time job is preparedness, which includes updating, planning, maintenance of equipment, training and exercising to be ready when the bell rings.

The Chair: When you referred to the stakeholders in the context that you did, are you referring to your principals?

Mr. Carson: I was referring to those four companies plus the shipping industry in Canada and international shipping as well.

The Chair: Are the other three response organizations also privately owned by the operators?

Mr. Carson: Yes. ALERT is owned by Irving Oil; Point Tupper is owned by New Star Energy; and Burrard Clean is owned by the majors with the additions of, I believe, Chevron and Husky.

Le président : J'ai quelque chose pour vous, sénateur Peterson. Je fais référence au communiqué de presse publié le 10 juin dernier par l'Office national de l'énergie. C'est une invitation : cher sénateur Peterson, l'Office national de l'énergie entend passer en revue les exigences relatives aux forages extracôtiers dans l'Arctique...

Le sénateur Peterson : Ça doit être un autre Peterson.

Le sénateur Neufeld : C'était en réponse à la question du sénateur Peterson au sujet du MAINC. C'est l'Office national de l'énergie qui s'en occupe; nous en avons déjà discuté à d'autres occasions. Il demande conseil au MAINC parce que, comme vous l'avez dit, dans ces régions nordiques, il doit traiter avec les Inuits et les Premières nations qui vivent là-bas, et il le fait depuis quelque temps déjà. Mais c'est l'Office national de l'énergie qui sera responsable des forages.

Le sénateur Banks : Même si c'est le MAINC qui accorde les baux.

Le sénateur Neufeld : Absolument.

Le président : Monsieur Carson, vous avez dit que votre compagnie appartenait à des intérêts privés. Savez-vous si les quatre organismes d'intervention que vous avez cités ont un seul et même propriétaire?

M. Carson : Non, ce n'est pas le cas.

Le président : Est-ce qu'ils appartiennent tous à des intérêts différents?

M. Carson : Oui.

Le président : Puis-je vous demander qui est le propriétaire de votre compagnie?

M. Carson : Suncor, Imperial Oil, Ultramar et Shell.

Le président : C'est ce que je pensais. Ce sont de gros joueurs de l'industrie pétrolière.

M. Carson : Effectivement.

Le président : Vous vous limitez à faire ce que vous nous avez décrit, pas plus. Vous attendez et poursuivez votre préparation en vue d'un contrat éventuel qu'on pourrait vous proposer.

M. Carson : C'est exact. Notre activité principale consiste à nous préparer, ce qui signifie nous mettre à jour, planifier, entretenir l'équipement, donner de la formation et faire des exercices pour être prêts le moment venu.

Le président : Lorsque vous avez fait référence aux intervenants, parliez-vous de vos dirigeants?

M. Carson : Je faisais référence à ces quatre compagnies ainsi qu'à l'industrie du transport maritime et du transport international.

Le président : Est-ce que les trois autres organismes d'intervention appartiennent aussi à leurs exploitants?

M. Carson : Oui. ALERT appartient à Irving Oil; Point Tupper est la propriété de New Star Energy; et Burrard Clean appartient aux grands de l'industrie ainsi qu'à Chevron et Husky, je crois.

Senator Massicotte: I would like to follow up on that point. When I see governments doing drills, my experience has been that since there is no measurement of success — when there is no competition to improve that measurement of success, like we see with the Olympics — there is no desire to excel or make it better, and eventually governments get fat and ugly until something happens.

You are owned by private enterprise, which is obviously interested in profit. How do we ensure your shareholders are also interested in the most important criterion of success, which is cleaning up after a mess? How do you measure that to ensure that you excel and become the best in the world?

Mr. Carson: We do a critique internally after every spill. Although the standards that we were built on and we operate under are planning standards, we do use those as a measurement. Can we really clean up 500 metres of shoreline in a day? We use those as measurements to measure our performance.

Senator Massicotte: How do your benchmarks compare to other world exercises?

Mr. Carson: In oil spill response, there really are no benchmarks because every spill is different. Every spill evolves differently. I have been talking about our equipment. We have 10,000 tonnes of response equipment. We responded to a significant spill in central Alberta back in 2005, 2006 and 2007. We hardly used any of our equipment for that spill. It was all specialized equipment that we had to round up and modify for a specific purpose. We had to develop new equipment.

In that particular spill, the oil stayed on the surface for about 24 hours and then sank and formed tar balls on the bottom. We had to develop equipment so we could go down — they were called hydraulic vacuums. We went down and sucked the tar balls off the bottom.

Senator Banks: Before you go, I would like to ask either Mr. Li or Ms. Guenette Senator Peterson's question. How close is your nearest equipment to an event that might happen in the Arctic or at the southern half of Hudson Bay, for example? Where is your nearest stash?

The Chair: The Coast Guard?

Senator Banks: Yes.

The Chair: When we build these new Coast Guard vessels, you will have a better answer.

Le sénateur Massicotte : J'aimerais m'attarder sur ce point. Lorsque je vois des gouvernements se lancer dans des activités de forage, je me rends compte, si je me fie à mon expérience, que tant qu'on ne mesure pas la réussite de leurs opérations — lorsqu'il n'y a pas de concurrence pour améliorer cette mesure du succès —, comme nous l'avons vu avec les Jeux olympiques, il n'y a pas la volonté d'exceller ou de faire mieux, de sorte que les gouvernements se laissent aller jusqu'à ce que quelque chose arrive.

Vous appartenez à une entreprise privée, qui cherche évidemment à réaliser des profits. Comment pouvons-nous nous assurer que vos actionnaires s'intéressent également au critère le plus important de succès, soit le nettoyage après les dégâts? Comment le mesurer pour être certains que vous excellez et devenez les meilleurs au monde?

M. Carson : Après chaque déversement, nous nous livrons à un examen critique, à l'interne. Même si les normes sur lesquelles nous nous fondons et en vertu desquelles nous travaillons sont des normes de planification, nous nous en servons comme mesures du rendement. Pouvons-nous véritablement nettoyer 500 mètres de côtes en une journée? Nous utilisons ces mesures pour évaluer notre rendement.

Le sénateur Massicotte : Dans quelle mesure vos normes se comparent-elles à celles des autres, ailleurs dans le monde?

M. Carson : Pour ce qui est des interventions en cas de fuite d'hydrocarbures, il n'y a pas de normes à proprement parler, parce que chaque fuite est unique. Chaque déversement évolue différemment d'un autre. Je vous ai parlé de notre équipement. Nous disposons de matériel nous permettant de réagir face à une fuite d'hydrocarbures allant jusqu'à 10 000 tonnes. Nous sommes déjà intervenus pour un déversement important, dans le Centre de l'Alberta, en 2005, 2006 et 2007. Nous n'avons pratiquement pas utilisé notre équipement pour cette fuite. Nous avons dû employer du matériel spécialisé qu'il a fallu aller chercher et modifier pour un usage spécifique. Nous avons dû mettre au point un nouvel équipement.

Dans ce cas particulier, le pétrole est resté à la surface pendant environ 24 heures et il a ensuite coulé pour former des boules de goudron au fond. Nous avons mis au point des dispositifs nous permettant d'intervenir en profondeur, dispositifs appelés aspirateurs hydrauliques. Les appareils allaient sous l'eau et pompaient les boules de goudron déposées dans le fond.

Le sénateur Banks : Avant que vous ne partiez, j'aimerais poser à M. Li ou à Mme Guenette la question du sénateur Peterson. À quelle distance se trouvent vos équipements les plus proches, au cas où surviendrait un incident dans l'Arctique ou dans la partie sud de la baie d'Hudson, par exemple? Où est votre base la plus rapprochée?

Le président : C'est celle de la Garde côtière?

Le sénateur Banks : Oui.

Le président : Lorsque nous construirons ces nouveaux navires pour la Garde côtière, vous aurez une meilleure réponse à nous donner.

Alex Li, Director, Safety and Environmental Response, Canadian Coast Guard: As Deputy Commissioner Grenier has pointed out, we have 19 depots for the Coast Guard equipment. The map here indicates the locations of some of our immediate response equipment. Subsequently, depending on the location, the size and the weather during the spill, we would mobilize different equipment across Canada to respond.

Senator Banks: Do the little blue dots, which are identified as Canadian Coast Guard Arctic depot sites, have oil containment equipment?

Chantal Guenette, Manager, Environmental Response, Canadian Coast Guard: Yes, in those locations, there are depots that contain booms and skimmers that can be readily deployed in those locations.

Mr. Grenier: We have 19 sites, but we also have, in Hay River, a special depot to transport 150 tonnes of equipment by plane right away, wherever it needs to go. We have three sites — in Tuktoyaktuk, Iqaluit and Churchill — where we have 1,000 tonnes of equipment. They are strategically placed so that we can respond. It is a big area but that is the best that we can do.

Senator Neufeld: To give some perspective on size, you said that you are at the 10,000-tonne level. What tonnage would an *Exxon Valdez* be? How many tonnes of oil would something like that carry?

Mr. Grenier: It would be 40,000 tonnes altogether.

Senator Massicotte: And the BP spill, how many tonnes would that be?

Senator Peterson: It is still spilling.

Senator Neufeld: Actually, until a little while ago, it was smaller than the *Exxon Valdez*, but it is now much larger.

Mr. Carson: I think it is estimated at twice that now.

Senator Neufeld: Yes, I think so.

Senator Massicotte: Twice the *Exxon Valdez*?

The Chair: I was involved a bit with the Brander-Smith inquiry and the *Exxon Valdez* disaster, now very much like the Deepwater Horizon, was a trigger for Canada to sit up and ask whether we were in good shape to deal with something like that spill. The answer was that we were not. What we have been hearing tonight basically, as I understand it, is the result of the response after that commission of inquiry. I think it had a good effect.

The National Energy Board, who will be one of our next witnesses, has announced, as a result of the Gulf situation — they have a team down and they are preparing a report on it — that

Alex Li, directeur, Systèmes de sécurité et d'intervention environnementale, Garde côtière canadienne : Comme l'a fait remarquer le sous-commissaire Grenier, nous avons 19 dépôts pour l'équipement de la Garde côtière. La carte indique ici les endroits où se trouvent certains de nos équipements d'intervention d'urgence. Ensuite, selon l'endroit, la taille du déversement et le temps qu'il fait, nous mobilisons différents types d'équipements qui se trouvent un peu partout au Canada, prêts à être utilisés.

Le sénateur Banks : Est-ce que ces petits points bleus, qui semblent être des dépôts de la Garde côtière canadienne dans l'Arctique disposent d'équipements pour le confinement du pétrole?

Chantal Guenette, gestionnaire, Intervention environnementale, Garde côtière canadienne : Oui, à ces endroits, il y a des dépôts dans lesquels sont entreposés des barrages flottants et des écrémeuses que l'on peut rapidement déployer dans les zones affectées.

M. Grenier : Nous avons 19 sites, mais nous avons également, à Hay River, un dépôt spécial pour envoyer d'urgence par avion 150 tonnes d'équipement vers n'importe quelle destination. Nous avons trois sites — Tuktoyaktuk, Iqaluit et Churchill — où nous entreposons 1 000 tonnes d'équipement. Ce matériel est placé à des endroits stratégiques nous permettant d'intervenir efficacement. C'est une grande région, mais c'est le mieux que nous puissions faire.

Le sénateur Neufeld : Pour nous donner une idée de la taille, vous avez dit que vous étiez capables d'intervenir pour des déversements allant jusqu'à 10 000 tonnes. Quel était le tonnage de l'*Exxon Valdez*? Combien de tonnes de pétrole un navire de ce genre peut-il transporter?

M. Grenier : Cela représente 40 000 tonnes en tout.

Le sénateur Massicotte : Et la fuite de BP, à combien de tonnes s'élève-t-elle?

Le sénateur Peterson : Cette fuite n'a pas encore été colmatée.

Le sénateur Neufeld : D'ailleurs, jusqu'à il n'y a pas très longtemps, elle était inférieure à celle de l'*Exxon Valdez*, mais maintenant, elle est beaucoup plus importante.

M. Carson : Je crois qu'actuellement, elle est estimée à plus du double.

Le sénateur Neufeld : Oui, c'est ce que je crois aussi.

Le sénateur Massicotte : Elle serait équivalente à deux fois l'*Exxon Valdez*?

Le président : J'ai travaillé un peu sur l'enquête Brander-Smith, et la catastrophe de l'*Exxon Valdez*, que nous rappelle beaucoup l'explosion de la plateforme Deepwater Horizon, a forcé le Canada à se demander s'il était capable de gérer un tel déversement. La réponse était non. Ce que nous avons entendu ce soir, essentiellement, d'après ce que je comprends, c'est la réponse à cette commission d'enquête. Je pense que cela a eu un effet positif.

L'Office national de l'énergie, qui sera le prochain à témoigner, a annoncé, suite à la catastrophe qui a frappé le golfe, qu'il avait envoyé une équipe sur les lieux, qu'il préparait un rapport sur la

they are also doing a full review of all of the regulations, rules, response mechanisms and so on. For what it is worth, we have heard that.

I wanted to say one other thing to the witnesses. The senator to your right, Mr. Carson, is Senator McCoy from Alberta. I omitted to introduce her earlier. She is one of our experts on the committee. You are lucky that we did not turn her loose on you tonight.

[Translation]

Mr. Grenier, we are always very proud to have you and your team here from the Canadian Coast Guard.

[English]

Mr. Carson, we have been hearing so much about your company, it was great to have you here tonight to help us get a sense of the responsibility of the operators for any evil they might wreak. Your organization is sort of a part or a subsidiary of theirs. Is that fair?

Mr. Carson: That is correct.

The Chair: Without further ado, I will suspend the hearing while we go in camera and start again, hopefully, in two minutes.

(The committee continued in camera.)

OTTAWA, Thursday, June 17, 2010

The Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources met this day at 8:11 a.m. to study the current state and future of Canada's energy sector (including alternative energy), (topic: Canadian offshore oil/gas exploration and drilling; the current status of operations/applicable regulatory rules and regulations).

Senator W. David Angus (*Chair*) in the chair.

[English]

The Chair: Good morning. I welcome everyone to this meeting of the Standing Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources. We are continuing our in-depth study on the energy sector in Canada, with a view to developing a policy framework going forward.

We have had a slight deviation since April 20 in view of the tragic events in the Gulf of Mexico with the drilling ship Deepwater Horizon. We have held a series of hearings to focus on the Canadian offshore oil and gas exploration industry with a view to establishing the facts for Canadians who seem a little concerned, if not panicked, by events in the U.S. A public opinion poll showed half of Canadians favoured a complete shutdown of our offshore industry, which is part of our Canadian industrial fabric.

situation et qu'il était également en train d'entreprendre une revue complète de toute la réglementation, des règles, des mécanismes d'intervention, et cetera. C'est toujours ça de pris.

J'aimerais dire autre chose à nos témoins. Le sénateur assis à votre gauche, monsieur Carson, est le sénateur McCoy de l'Alberta. J'ai oublié de vous la présenter plus tôt. Elle est l'une des spécialistes au sein de notre comité. Vous avez de la chance que nous ne l'ayons pas laissé jeter son dévolu sur vous ce soir.

[Français]

Monsieur Grenier, nous sommes toujours très fiers de vous recevoir ainsi que votre équipe de la Garde côtière.

[Traduction]

Monsieur Carson, nous en avons appris énormément sur votre compagnie; c'était un plaisir que de vous avoir parmi nous, car vous nous avez aidés à comprendre la responsabilité des exploitants dans tous les dommages qu'ils peuvent causer. Votre organisation est en quelque sorte une filiale de ces sociétés d'exploitation. N'est-ce pas?

M. Carson : C'est vrai.

Le président : Sans plus tarder, je vais interrompre les travaux pour nous permettre de poursuivre à huis clos, espérons, dans deux minutes.

(Le comité poursuit ses travaux à huis clos.)

OTTAWA, le jeudi 17 juin 2010

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 8 h 11 pour étudier l'état actuel et futur du secteur de l'énergie du Canada (y compris les énergies de remplacement), (sujet : l'exploration et le forage pétroliers/gaziers au large des côtes du Canada : la situation actuelle des activités/règles et règlements applicables).

Le sénateur W. David Angus (*président*) occupe le fauteuil.

[Traduction]

Le président : Bonjour. Je vous souhaite la bienvenue à cette réunion du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles. Nous poursuivons notre étude approfondie du secteur de l'énergie au Canada dans la perspective d'élaborer un cadre stratégique au fur et à mesure que nous avancerons.

Nous nous sommes un peu écartés de notre sujet depuis le 20 avril en raison des événements tragiques survenus dans le golfe du Mexique et mettant en cause la plate-forme de forage Deepwater Horizon. Nous avons tenu une série d'audiences portant sur l'industrie de l'exploration pétrolière et gazière au large des côtes du Canada afin d'établir les faits pour les Canadiens qui éprouvent une certaine inquiétude sinon un sentiment de panique consécutivement aux événements survenus

Knowing there was no drilling happening on the West Coast or the Arctic, we thought it was important to lay out the facts. We have been studying this issue since early June. We are delighted today to have representatives from EnCana and Husky. EnCana represents gas exploration off Nova Scotia and Husky represents the oil industry. Our witnesses will explain their involvement.

I am Senator David Angus, chair of the committee, from Quebec. Also present today are: Lynn Gordon, our able clerk; Sam Banks, our researcher from the Library of Parliament; Senator Robert Peterson from Saskatchewan; Senator Judith Seidman from Quebec; Senator Daniel Lang from the Yukon; Senator Richard Neufeld from British Columbia; Senator Fred Dickson from Nova Scotia; Senator Linda Frum from Ontario; and Senator Bert Brown from Alberta. We have a few other members of the committee that have competing games this morning. Unfortunately, as we wind down this session of Parliament, we have duplicate sittings of other committees. I will introduce other colleagues as they come and go.

Honourable senators, I want to introduce you to our guests. Paul McCloskey is Vice-President of East Coast Operations for Husky Oil Operations Limited, which I believe is part of the Husky Energy group, a great company with antecedents in Hong Kong and K.S. Li. He is a great friend of mine, and it is always nice to see his able people coming to help us perform our public duty in Ottawa. Mr. McCloskey was appointed to his position in 2009. He has more than 30 years of knowledge and experience in the upstream petroleum sector. He holds a Bachelor of Science in chemical engineering from Birmingham University and is a graduate of Duke University's — the Blue Devils — Advanced Management Program. He lives in St. John's, Newfoundland and Labrador.

Accompanying Mr. McCloskey is Al Pate, General Manager of Exploration and Production Services. He was appointed to this position in 2007. Mr. Pate also brings 30 years of knowledge and experience, particularly in the drilling and completion sector. Mr. Pate holds a Bachelor of Science in mechanical engineering from University of British Columbia and lives in Calgary.

Honourable senators, we originally thought we would have a panel of the Husky and EnCana witnesses together. However, the gas and oil operations are obviously different. The witnesses suggested, and we agreed, that it is more appropriate to separate the two. We hope this separation will help us see the difference between the types of operations involved between what Husky and EnCana do.

Husky will begin. I believe Mr. McCloskey has an opening statement. We are delighted to have you with us, and we are delighted to hear your wisdom.

aux États-Unis. Un sondage d'opinion publique a révélé que la moitié des Canadiens étaient favorables à une interruption complète des activités de notre industrie extracôtière, laquelle fait partie intégrante de la trame industrielle du Canada.

Sachant qu'aucune activité de forage n'est poursuivie sur la côte Ouest ou dans l'Arctique, nous avons cru important de présenter les faits. Nous étudions la question depuis le début de juin. Nous sommes ravis d'accueillir aujourd'hui des représentants des sociétés EnCana et Husky. L'EnCana représente l'industrie de l'exploration gazière au large de la Nouvelle-Écosse, et la Husky, l'industrie pétrolière. Nos témoins nous présenteront eux-mêmes leur rôle.

Je suis le sénateur David Angus, président du comité, et je viens du Québec. Sont également présents aujourd'hui Lynn Gordon, notre efficace greffière, Sam Banks, notre chercheur de la Bibliothèque du Parlement, le sénateur Robert Peterson, de la Saskatchewan, le sénateur Judith Seidman, du Québec, le sénateur Daniel Lang, du Yukon, le sénateur Richard Neufeld, de la Colombie-Britannique, le sénateur Fred Dickson, de la Nouvelle-Écosse, le sénateur Linda Frum, de l'Ontario et le sénateur Bert Brown, de l'Alberta. Quelques autres membres du comité sont occupés ailleurs ce matin. Malheureusement, en cette fin de session au Parlement, d'autres comités siègent en même temps que le nôtre. Je présenterai nos autres collègues quand ils arriveront.

Honorables sénateurs, je veux vous présenter nos invités. Paul McCloskey est vice-président des Opérations de la côte Est à la Husky Oil Corporation Limited, laquelle, je crois, fait partie du groupe Husky Energy, une grande société qui a fait des affaires à Hong Kong et avec K.S. Li. C'est un de mes grands amis et c'est toujours un plaisir de voir ses auxiliaires venir nous donner un coup de main dans l'accomplissement de notre charge publique à Ottawa. M. McCloskey a été nommé au poste qu'il occupe en 2009. Il compte plus de 30 années de connaissance et d'expérience dans le secteur amont de l'industrie pétrolière. Il est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en génie chimique décerné par la Birmingham University et d'un diplôme décerné par la Duke University — les Blue Devils —, où il a suivi un programme avancé en gestion. Il réside à St. John's, à Terre-Neuve-et-Labrador.

Il est accompagné de Al Pate, directeur général des Services d'exploration et de production, poste auquel il a été nommé en 2007. M. Pate compte lui aussi 30 années de connaissance et d'expérience acquises principalement dans le secteur du forage et de la complétion. M. Pate est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en génie mécanique décerné par l'Université de la Colombie-Britannique et il réside à Calgary.

Honorables sénateurs, nous pensions au départ tenir une table ronde réunissant les témoins de la Husky et de l'EnCana. Mais les activités pétrolières et les activités gazières sont de toute évidence différentes. Les témoins ont affirmé qu'il serait approprié de séparer les deux, ce à quoi nous avons acquiescé. Nous espérons que cette scission nous aidera à percevoir la différence entre les activités que poursuivent respectivement la Husky et l'EnCana.

Nous entendrons d'abord la Husky. Je crois que M. McCloskey a une déclaration préliminaire à faire. Nous sommes ravis de vous accueillir parmi nous et d'entendre vos sages paroles.

Paul McCloskey, Vice-President, East Coast Operations, Husky Oil Operations Limited: Thank you, chair. On behalf of Husky Energy, I want to thank you for the opportunity to appear before the committee.

Our condolences go out to the families, friends and industry colleagues of those lost aboard the Deepwater Horizon. Our thoughts also go out to the communities in the Gulf Coast whose lives are so greatly impacted. We are monitoring events in the Gulf closely, and the lessons we learn will be incorporated into our operations.

Husky has been active on Canada's East Coast for 27 years. In that time, we have safely and successfully drilled more than 60 development, exploration and appraisal wells. Our primary area of operation is a region known as the Jeanne d'Arc Basin. It is located approximately 350 kilometres east of St. John's. This region is home to the White Rose Field operated by Husky. We distributed a map to show the position of our operations off the East Coast of Canada. We will be happy to come back to that map.

The Chair: All senators have it appended to Mr. McCloskey's opening statement.

Mr. McCloskey: For this area, the primary regulator is the Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board, C-NLOPB.

Relative to the area of the Gulf of Mexico in which the Deepwater Horizon was operating, the Jeanne d'Arc Basin is in much shallower water. It is less than 200 metres. Our waters are also much colder.

Safety and responsible environmental stewardship are core values at Husky, and underpin the way we operate. These values are embedded in our operational management system. The Husky Operational Integrity Management System, HOIMS, incorporates world-class practices in regard to health, safety and environmental protection. It takes a systematic approach to anticipating, identifying and mitigating hazards.

As prudent operators in the offshore, we must be ready to respond to a spill, large or small. However, our primary focus is on prevention. To this end, Husky and its partners put considerable resources into developing safe and environmentally responsible practices. Well-control and spill-prevention measures are incorporated throughout our offshore drilling operations. We not only meet, but strive to exceed, government regulations.

While we are confident in the safety and integrity of our operations, we decided to conduct a review of our well-control systems following the incident in the Gulf of Mexico. This review looked at a number of things, including policies, procedures, training, equipment and contingency plans. This review confirmed that our existing well-control practices meet or

Paul McCloskey, vice-président, Opérations de la côte Est, Husky Oil Operations Limited : Merci, monsieur le président. Au nom de la Husky Energy, je veux vous remercier de l'occasion que vous nous donnez de témoigner devant le comité.

Nous adressons nos condoléances aux familles, aux amis et aux collègues de travail des personnes qui ont péri à bord de la plateforme Deepwater Horizon. Nos pensées vont également aux communautés de la côte du golfe du Mexique dont la vie a été considérablement bouleversée. Nous suivons de près l'évolution de la situation dans le golfe et nous prendrons en compte, dans nos opérations, les leçons qu'elle nous enseignera.

La Husky poursuit des activités sur la côte Est du Canada depuis 27 ans. Au cours de cette période, nous avons foré en toute sécurité et avec succès plus de 60 puits de développement, d'exploration et d'appréciation. Nous sommes actifs principalement dans une région connue sous le nom de bassin Jeanne d'Arc, située à 350 kilomètres environ à l'est de St. John's. C'est dans cette région que se trouve le champ White Rose, qu'exploite la Husky. Nous avons distribué une carte qui indique les endroits où nous poursuivons nos activités au large de la côte Est du Canada. Je serai ravi d'y revenir plus tard.

Le président : Elle est jointe à la copie de la déclaration préliminaire de M. McCloskey que tous les sénateurs ont reçue.

M. McCloskey : Dans ce secteur, le principal organisme de réglementation est l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, l'OCTLHE.

Les eaux du bassin Jeanne d'Arc sont beaucoup moins profondes que celles du secteur du golfe du Mexique où la Deepwater Horizon était positionnée. Le fond y est à moins de 200 mètres. Les eaux y sont également plus froides.

La sécurité et la gérance responsable de l'environnement figurent parmi les valeurs fondamentales de la Husky et elles inspirent sa façon de fonctionner. Ces valeurs sont inscrites dans notre système de gestion opérationnelle. Le système de gestion opérationnelle de l'intégrité de la Husky intègre des pratiques reconnues mondialement en matière de santé, de sécurité et de protection de l'environnement. Elles reposent sur une approche systématique en matière d'anticipation, de reconnaissance et d'atténuation des dangers.

Désireux d'agir avec prudence dans nos opérations en haute mer, nous nous tenons prêts à intervenir en cas de déversement, petit ou grand. Toutefois, nous mettons d'abord l'accent sur la prévention. À cette fin, la Husky et ses partenaires ont consacré des ressources considérables à la mise au point de pratiques sécuritaires et respectueuses de l'environnement. Des mesures de contrôle de puits et de prévention des déversements sont intégrées à toutes nos opérations de forage en haute mer. Non seulement nous nous conformons aux exigences de la réglementation gouvernementale, mais nous nous efforçons de les dépasser.

Si confiants que nous soyons dans la sûreté et l'intégrité de nos activités, nous avons décidé, consécutivement à l'incident survenu dans le golfe du Mexique, de procéder à un examen de nos systèmes de contrôle de puits. Nous nous sommes arrêtés à un certain nombre d'aspects : politiques, procédures, formation, équipement et plans d'intervention d'urgence. Cet examen a

exceed regulatory requirements. However, we are now going a step further and commissioning third-party reviews of our drilling operations to ensure we are best in class.

Likewise, once the findings of the Gulf of Mexico investigation are released, they will be reviewed and any applicable learnings will be implemented into our operations.

There are many review stages in the well-planning and execution process. These stages are undertaken by both our onshore and offshore teams. Each well design is submitted to the regulator, which issues authority to drill a well. This authority is effectively our licence to operate.

Our facilities, including well control equipment, undergo rigorous third-party reviews and assessments to ensure we meet the highest standards.

Drilling rigs selected for use offshore Newfoundland and Labrador have been certified to operate in our challenging environmental conditions. Rigs must hold a valid certificate of fitness, issued by an independent certifying authority, indicating that the rig meets all requirements set forth by the regulations. The rig must also receive a letter of compliance from Transport Canada. During their operating lives, the rigs undergo special periodic surveys, during which time critical systems, including well-control systems, are overhauled and re-certified.

Emergency drills and exercises are held regularly, and are designed to keep crews alert to the potential of well-control events and to reinforce operational safety. Depending on the nature of the drill, it could be run weekly, monthly or during each trip into the wellbore.

Husky also uses the latest technology and procedures in early detection. These procedures include dual redundant pit level sensors and flow-line sensors, logging-while-drilling tools and real-time data transmission to onshore technical teams. Advanced modeling software allows us to fully evaluate pressures within the wellbore, and flow-checks are completed frequently.

Our East Coast drilling and completions team has almost 400 years of offshore experience, 275 of those years directly related to Canada's East Coast. In addition to meeting the regulatory requirements for well-control training, all of Husky's drilling and completion engineers are trained and certified in well-control methods. All have spent time in the field becoming familiar with the equipment and the practical implications of rig operations.

We also have an in-house, well-control subject matter expert. This individual is a certified, internationally recognized well-control trainer.

confirmé que nos pratiques actuelles de contrôle de puits sont conformes aux exigences de la réglementation ou les dépassent. Mais nous allons maintenant un peu plus loin : nous faisons faire des examens de nos activités de forage par des tierces parties, pour nous assurer la première place dans notre catégorie.

De même, une fois rendus publics les résultats de l'enquête sur les événements du golfe du Mexique, nous en ferons l'examen et tiendrons compte dans nos opérations des leçons qu'on en tirera.

Le processus de planification et de forage d'un puits comporte des examens à de nombreuses étapes, examens qu'effectuent nos équipes à terre et en mer. La conception du puits est soumise à l'examen de l'organisme de réglementation, lequel délivre l'autorisation de forer. Cette autorisation constitue dans les faits notre permis d'exploitation.

Nos installations, et notamment notre équipement de contrôle de puits, font l'objet d'examens et d'évaluations rigoureux de la part de tierces parties afin de nous assurer de notre conformité aux normes les plus élevées.

Les installations de forage sélectionnées pour nos opérations au large de Terre-Neuve-et-Labrador ont passé avec succès le test d'aptitude à fonctionner dans les conditions environnementales difficiles que nous y rencontrons. Chacune doit obtenir un certificat d'aptitude valide délivré par une autorité de certification indépendante et indiquant qu'elle répond à toutes les exigences de la réglementation. Elle doit également faire l'objet d'une attestation de conformité délivrée par Transports Canada. Pendant sa vie utile, l'installation fait l'objet d'inspections périodiques à l'occasion desquelles les systèmes qui se dégradent avec le temps, dont les systèmes de contrôle de puits, sont remis en état et recertifiés.

Des exercices d'urgence ont lieu régulièrement. Ils visent à garder les équipages alertes et attentifs au risque de perte de contrôle du puits et à renforcer la sécurité opérationnelle. Selon sa nature, l'exercice aura lieu chaque semaine, chaque mois ou à l'occasion de chaque descente dans le puits de forage.

Husky utilise aussi les technologies et les procédures de détection rapide les plus récentes, notamment des sondes à double redondance — pour évaluer les puits et les conduites d'écoulement —, des appareils de diagraphie en cours de forage ainsi que la transmission de données en temps réel à des équipes techniques situées sur la côte. Par ailleurs, des logiciels de modélisation de pointe nous permettent de bien évaluer la pression à l'intérieur des puits, et leur débit est vérifié fréquemment.

Notre équipe de forage et de complétion de la côte Est cumule près de 400 ans d'expérience en mer, dont 275 sur la côte Est du Canada. Tous les ingénieurs de Husky qui s'occupent des travaux de forage et de complétion ont reçu la formation réglementaire sur le contrôle des puits, en plus d'obtenir une certification sur les méthodes connexes. Ils ont tous passé du temps sur le terrain pour se familiariser avec l'équipement et pour connaître les implications pratiques liées à l'utilisation des appareils de forage.

Nous avons aussi dans nos rangs un spécialiste en contrôle des puits — un formateur certifié et reconnu à l'échelle internationale.

While prevention and monitoring are key primary control tools, secondary well control equipment and methods include use of blowout preventers, BOPs, and other procedures designed to shut in wells. Again, chair, attached to our speaking notes, there is a schematic of a typical BOP system for the offshore. I will be happy to refer to that during questioning. Like the rigs themselves, the well-control equipment is certificated by an independent, internationally recognized certifying body approved by the regulator.

Because we are operating in water depths of less than 200 metres, the two drilling rigs currently in use by Husky have pilot-operated BOP hydraulic control systems. These systems have several layers of redundancy, including multiple control stations, redundant interconnecting hydraulic lines and redundancy and flexibility within the BOP configuration. The driller has full authority to operate the BOP to maintain safe operations. In fact, all personnel are authorized to close the well by activating the BOP in an emergency.

The Chair: Sir, you have mentioned the key word, personnel. I was quickly leafing through your notes. I do not think you are dealing with the complement of the personnel on board the rig — or maybe you are in your report. However, if not, can you give us a few words on how many there are and the safety regime for these folks?

Mr. McCloskey: Certainly; a typical rig complement varies, depending on the rig, between maybe 90 and 120 people.

The Chair: Is that regardless of whether it is a semi-submersible or a platform rig?

Mr. McCloskey: To clarify, for semi-submersible, it is between 90 and 120 people. Depending on the nature of the operations, there is typically a core crew, which will be on rotation. They work typically several weeks offshore and then several weeks on break, and they live on the facility. Then we have specialists who come in for particular elements of the well. They might be completion engineers or logging engineers, and they arrive and stay only for the duration of the task they are assigned to.

Husky currently operates only semi-submersible rigs. In earlier testimony, you will have heard references to the Hibernia facility. That platform has two platform rigs. I do not know the complement of the staffing on board.

Regarding the safety regime, I referred to the HOIMS, the safety management system. That is the overarching management system we apply, and it is expected to be applied by all our contractors and staff. We can touch upon that system later, if you wish.

Bien que nous privilégions la prévention et la surveillance, nous disposons aussi d'appareils et de méthodes secondaires de contrôle des puits, dont des blocs obturateurs et d'autres procédures de fermeture des puits. Monsieur le président, nous avons joint à nos notes d'allocation le schéma d'un système typique de blocs obturateurs de puits destiné au forage en mer. Je serai heureux de vous en parler lors de la période de questions. L'équipement de contrôle des puits est, tout comme les appareils de forage, certifié par un organisme de certification indépendant reconnu à l'échelle internationale et approuvé par l'organisme de réglementation.

Les blocs obturateurs des deux appareils de forage utilisés en ce moment par Husky comportent des dispositifs de commande hydraulique par pilote — puisque nos activités se déroulent à moins de 200 mètres de profondeur d'eau. Ces systèmes présentent plusieurs redondances, notamment divers postes de contrôle, des conduites hydrauliques interconnectées en surplus ainsi que certaines répétitions en ce qui a trait à la configuration des blocs obturateurs de puits. Le foreur dispose de toute l'autorité nécessaire pour activer les blocs obturateurs de puits afin d'assurer la sécurité de l'exploitation. En fait, tous les employés sont autorisés à activer les blocs obturateurs pour fermer le puits en cas d'urgence.

Le président : Monsieur, vous avez mentionné le mot clé — employés. J'étais en train de parcourir vos notes. Je ne pense pas que vous y parliez du nombre de personnes qui travaillent dans les installations de forage — à moins que vous ne le fassiez dans votre rapport. Cependant, si ce n'est pas le cas, pouvez-vous nous dire quelques mots sur le nombre d'employés et sur les dispositions prises pour assurer leur de sécurité?

M. McCloskey : Certainement. Le nombre de personnes qui travaillent dans une installation de forage peut varier, selon l'installation, entre 90 et 120 personnes.

Le président : Ce nombre est-il le même qu'il s'agisse d'une plate-forme de forage ou d'une plate-forme semi-submersible?

M. McCloskey : Le nombre d'employés varie entre 90 et 120 personnes sur les plates-formes semi-submersibles. Selon la nature des activités, il y a généralement un équipage de base, qui fonctionne par rotation. Ces personnes travaillent généralement plusieurs semaines au large avant d'être en congé pendant plusieurs semaines, et elles vivent dans les installations. Il y a aussi des spécialistes qui viennent s'occuper de certains éléments du puits. Il peut s'agir d'ingénieurs chargés de la complétion ou de la diaggraphie, et ils ne demeurent sur place que pendant la durée de la tâche qu'ils ont à accomplir.

En ce moment, Husky n'exploite que des plates-formes semi-submersibles. Vous avez entendu parler plus tôt d'Hibernia. Cette installation comporte deux plates-formes de forage. Cependant, j'ignore combien de personnes y travaillent.

En ce qui concerne les mesures de sécurité, j'ai parlé du HOIMS — le système de gestion de la sécurité de Husky. C'est le système de gestion globale que nous utilisons, et tous nos entrepreneurs et employés sont tenus de l'appliquer. Nous pourrions parler de ce système plus tard, si vous le souhaitez.

The functions of the blowout preventers can be controlled from three different surface locations on board the rig. In addition, the BOP can be closed using a remote operated vehicle, ROV. Each rig has two independent remote operated vehicle systems. Husky also maintains a light intervention vessel, which is equipped with a full suite of ROV equipment.

I emphasize that Husky believes prevention is the best line of defence. However, we are prepared to respond to an offshore spill, should one occur. Husky has a three-tiered oil-spill response program, and each tier provides for access to equipment and resources appropriate to the magnitude of the spill. These plans are supported by training and regular drills involving Husky personnel, contractors, other operators, regulators and other key stakeholders.

In seeking regulatory permission to conduct offshore drilling and development activities at the White Rose field, significant effort went into assessing safety and environmental risks. Formal environmental assessments and studies were undertaken, which included spill path modeling.

Husky looked at a number of spill scenarios. In all cases, the models indicated that oil should head out into the open ocean. Chair, if you speak to anyone in Newfoundland and Labrador, they will be familiar with the Labrador Current, which comes down the coast of Labrador from the north and then heads out into the Atlantic.

Our spill models are updated on an ongoing basis as new oceanographic data is gathered from the White Rose field. We have a robust and comprehensive spill prevention response plan in place.

That said, the events in the Gulf of Mexico are a sobering reminder that we must remain vigilant. We will monitor the events in the Gulf, along with our industry peers, to determine what went wrong and how it can be prevented from happening in the future. We will also study the response efforts to continuously improve our own plans. Husky and the entire industry will learn from this event.

Mr. Pate and I will be happy to answer any of your questions.

The Chair: Thank you very much, sir. I will go to my list of questioners in a moment, but I want to exercise my chair's prerogative today in the absence of the deputy chair and sneak in a few questions of my own. A little bird told me you have been busy following our deliberations here and you have seen some of our transcripts. Did you have an opportunity to review the testimony of the Chevron people?

Mr. McCloskey: We did, chair.

The Chair: Chevron is the other oil explorer and driller that we have heard from directly. They are out a little further in the Orphan Basin, and I guess you have heard they are in a much

Les blocs obturateurs de puits peuvent être contrôlés à partir de trois endroits différents sur l'appareil de forage. De plus, ils peuvent être fermés au moyen d'un engin télécommandé. Chaque appareil de forage comporte deux systèmes indépendants d'engins télécommandés. Husky possède aussi un navire d'intervention léger équipé de toute une série d'appareils télécommandés.

Bien que Husky estime que la prévention est la meilleure ligne de défense, nous sommes préparés à réagir s'il devait se produire un déversement en mer. Nous avons un programme d'intervention à trois niveaux en cas de déversement de pétrole — chaque niveau donnant accès à l'équipement et aux ressources nécessaires selon l'ampleur du déversement. À cette fin, nous organisons des séances de formation et des forages réguliers auxquels participent le personnel de Husky, les entrepreneurs, d'autres opérateurs, les organismes de réglementation et d'autres intervenants clés.

Lorsque nous avons voulu obtenir l'autorisation d'entreprendre des activités de forage et de développement en mer dans le champ White Rose, nous avons déployé beaucoup d'efforts pour évaluer les risques liés à la sécurité et à l'environnement. Des études et des évaluations environnementales officielles — dont la modélisation de scénarios de déversement — ont été entamées.

Husky a analysé plusieurs scénarios de déversement. Dans tous les cas, les modèles ont indiqué que le pétrole devrait se diriger vers le grand large. Monsieur le président, tous les habitants de Terre-Neuve-et-Labrador connaissent bien le courant du Labrador, qui descend le long de la côte du Labrador avant de se diriger vers l'Atlantique.

Nos modèles de déversement sont continuellement mis à jour, au fur et à mesure que de nouvelles données océanographiques sont recueillies dans le champ White Rose. Nous avons mis en place un plan complet et fiable de prévention et d'intervention en cas de déversement.

Cela dit, les événements du golfe du Mexique nous rappellent que nous devons demeurer vigilants. Nous allons surveiller ce qui se passe dans le Golfe — à l'instar des autres membres de l'industrie — pour savoir ce qui a mal tourné et déterminer comment nous pouvons éviter que cela se reproduise. Nous allons aussi étudier les mesures d'intervention qui seront prises afin de continuer à améliorer nos plans. Husky et l'ensemble de l'industrie tireront des enseignements de cet événement.

M. Pate et moi serons heureux de répondre à vos questions.

Le président : Merci beaucoup, monsieur. Je vais passer à la liste des intervenants dans un moment, mais j'userai d'abord de mon privilège — en l'absence du vice-président — pour vous poser rapidement quelques questions. Mon petit doigt m'a dit que vous aviez suivi nos délibérations et que vous aviez lu la transcription de certaines de nos séances. Avez-vous eu l'occasion d'examiner le témoignage des gens de Chevron?

M. McCloskey : Oui, monsieur le président.

Le président : Chevron est la seule autre entreprise de forage et d'exploration pétrolière que nous avons eu l'occasion d'entendre. Ils sont situés un peu plus loin dans le bassin Orphan, et je

deeper water operation. Is there anything in the presentation they made to us that you disagree with or want to add to?

That was our first direct exposure to a hands-on operator. I think it is people like you that are in that business directly that have Canadians wondering if we should be scared. Should we be concerned?

That is a general opening question. Can you address it?

Mr. McCloskey: I am happy to address that question.

The Chair: By the way, I do not know if my colleagues received the document I received yesterday — a one-and-a-half-inch document called “The Chevron Story.” I thought it was a further exhibit from Chevron, but on the contrary, it was from some international environmental groups that have put together this story that is a negative one. We strive not only for balance and fairness; our primary interest is the truth and what really goes on.

Mr. McCloskey: Chair, I read the testimony from Chevron. There are many echoes in that testimony that you will hear repeated today. At Husky, we will not do something unless we can do it safely, and I think you heard that many times from the Chevron folks.

I have to acknowledge that, at one point in my career I worked for Chevron. I was seconded from another company into their operations and I can testify to their safety culture.

The Chair: Maybe you were the man that did not hold the handrail going downstairs.

Mr. McCloskey: I cannot possibly comment on that. I always hold the handrail.

I think that reference to doing things safely and doing them right is the Husky ethic as well. One of the factors that persuaded me to join Husky was seeing a company that shared those values. They talked a lot about their operational precautions and that prevention is the key. Again, Husky concurs with that value. Our focus is on prevention.

Their operation, however, is different from ours. They are in significantly deeper water depths, and they are operating with a dynamically positioned drillship. We are using semi-submersibles, which are anchored, because our water depth is more modest.

Some of the operational discussions were also a little different. They referred to multiple means of functioning their blowout preventers. In our water depths because of our conditions, we use two methods of activation, hydraulic activation — which I referred to in my statement — and the use of ROVs, but that situation is driven purely by the operational setting. There is nothing in their statement I would seek to contradict.

suppose que vous avez entendu que leurs activités se déroulent en eaux beaucoup plus profondes. Y a-t-il des éléments de l'exposé qu'ils nous ont présenté avec lesquels vous n'êtes pas d'accord ou sur lesquels vous voulez ajouter quelque chose?

C'était notre premier contact direct avec un opérateur. Je pense que c'est à des gens comme vous, qui travaillez au sein de cette industrie, que les Canadiens devraient demander s'il y a lieu d'avoir peur. Devrions-nous être inquiets?

C'est une question générale. Pouvez-vous y répondre?

M. McCloskey : J'en serai ravi.

Le président : À propos, je ne sais pas si mes collègues ont reçu le même document que moi hier — un document d'un pouce et demi intitulé « L'histoire de Chevron ». J'ai cru qu'il s'agissait d'un autre élément de preuve envoyé par Chevron, mais au contraire, ce document a été envoyé par des groupes environnementaux internationaux qui ont reconstitué cette histoire présentée de manière négative. Nous nous efforçons non seulement d'être justes et équitables; notre principal intérêt est de connaître la vérité et de savoir ce qui se passe réellement.

M. McCloskey : Monsieur le président, j'ai lu le témoignage de Chevron. Il contenait de nombreux éléments que vous entendrez à nouveau aujourd'hui. Chez Husky, on ne fait rien qui ne puisse être réalisé de manière sécuritaire, et je pense que les gens de Chevron vous ont fait la même affirmation à plusieurs reprises.

Je dois reconnaître que j'ai déjà travaillé pour Chevron. Mon employeur m'avait affecté à leurs opérations, et je peux témoigner de leur culture de la sécurité.

Le président : Vous êtes peut-être celui qui n'a pas tenu la main courante en descendant les escaliers.

M. McCloskey : Il m'est absolument impossible d'émettre un commentaire à ce sujet. Je tiens toujours la main courante.

Je pense que cette allusion à leur volonté de bien faire les choses et d'agir de manière sécuritaire rejoint l'éthique d'Husky. C'est notamment parce que j'avais constaté que cette entreprise partageait les mêmes valeurs que j'ai choisi de me joindre à Husky. Ils ont beaucoup parlé des précautions qu'ils prennent et du fait que la prévention est essentielle. Husky partage ces valeurs. La prévention est au cœur de nos préoccupations.

Les activités de Chevron diffèrent cependant des nôtres. Ils travaillent en eau très profonde et ils utilisent un navire de forage qu'ils peuvent repositionner à leur guise, alors que nous utilisons des plates-formes semi-submersibles — qui sont ancrées —, parce que nous sommes en eau beaucoup moins profonde.

En outre, certaines des discussions opérationnelles différaient quelque peu. Elles portaient sur les nombreuses façons de faire fonctionner leurs blocs obturateurs de puits. Compte tenu de la profondeur des eaux où nous travaillons et des conditions auxquelles nous sommes exposés, nous employons deux méthodes d'activation, soit l'activation hydraulique — dont j'ai parlé dans ma déclaration — et les engins télécommandés. Toutefois, c'est purement le contexte opérationnel qui dicte la méthode à employer. Il n'y a rien dans leur déclaration que je chercherais à contredire.

The Chair: Throughout your presentation, you used the word “spill.” Of course, I have spent most of my career as a maritime lawyer, and with the word “spill,” we generally had the connotation of a tanker or even a dry cargo carrier having an accident from its own fuel or bunker tanks, but I have a sense that “spill” in your language is slightly different. We realize that the Gulf started with an explosion, which killed 11 people and injured some 28 others, and led to an escape. What should we understand by these terms?

Mr. McCloskey: I think that we are probably adding to the confusion here. The shorthand that we use for “spill” is any release into the environment. However, with what you have described, you have made an important distinction. There is what we term “batch spills,” where there are certain amounts of fluid released into the environment, and that is the end of the matter. Then there is the situation like in the Gulf of Mexico, where there is a continuous release. We refer to those as “spills,” although I accept that they are much different in character.

The Chair: Their spill gives the word “gusher” a new meaning. Even this morning we can turn on CNN and see it. It is not a trickle.

To capture a sense for the Canadian people who, as I said earlier, do not understand how much activity there is, you are in the White Rose field. How many drilling rigs do you have? Is it only one?

Mr. McCloskey: If you look at Husky’s position on the East Coast, we have exploration acreage and development assets, which are where we have discovered hydrocarbons but we have not yet brought them into production, and then we have producing fields. White Rose is a producing field that Husky operates. We have recently brought on stream a second producing field called North Amethyst, which came on at the end of May.

The Chair: Is it in the same area?

Mr. McCloskey: It is in the same area, within a few kilometres from White Rose. It is a prolific area for us.

In support of development and exploration operations, we have one rig called the GSF Grand Banks, and that rig supports our development activity. It is a semi-submersible rig, it is anchored and it has been operating with Husky for some time now.

We have a second drilling unit called the Henry Goodrich under a rig share agreement with two other operators, Statoil and Suncor. We have between a third, 33 per cent, and 40 per cent of access to that rig’s time while it is on contract. Typically, we use that rig for our exploration activities.

To recap, we have two drilling rigs, both semi-submersible, both anchored, one supporting development operations and one supporting exploration, plus a producing facility at the White

Le président : Tout au long de votre exposé, vous avez utilisé le mot « déversement ». Bien entendu, j’ai pratiqué le droit maritime pendant presque toute ma carrière et le terme « déversement » signifiait en général qu’un accident était survenu en lien avec le réservoir de carburant ou la soute à combustible d’un pétrolier ou même d’un transporteur de marchandises solides. Toutefois, j’ai l’impression que vous ne parlez pas tout à fait de la même chose lorsque vous employez ce terme. Nous savons que la situation dans le golfe est attribuable à une explosion qui a tué 11 personnes et qui en a blessé quelque 28 autres, conduisant à une fuite. Quel sens devons-nous donner à ces termes?

M. McCloskey : Je pense que nous ajoutons probablement à la confusion en ce moment. Nous utilisons la nomenclature abrégée « déversement » pour désigner tout rejet dans l’environnement. Toutefois, dans ce que vous venez de décrire, vous avez fait une importante distinction. Il y a ce que nous appelons les « déversements ponctuels », où certaines quantités de liquide sont rejetées dans l’environnement, un point c’est tout. Ensuite, il y a les situations comme celle du golfe du Mexique, où la matière est rejetée en continu. Nous les qualifions de « déversements », mais je vous concède qu’ils sont de nature très différente.

Le président : Leur déversement donne un tout autre sens au terme « puits éruptif ». Encore ce matin, nous pouvons voir les images à CNN. Ce n’est pas qu’un filet de pétrole.

Comme je le disais tout à l’heure, les Canadiens n’ont pas l’idée de l’étendue des activités; pour leur permettre de mieux comprendre, vous travaillez dans le champ pétrolifère White Rose. Combien d’installations de forage avez-vous? Est-ce une seule?

M. McCloskey : Sur la côte Est, Husky dispose d’une zone d’exploration et de biens d’exploitation: ce sont des endroits où nous avons découvert des hydrocarbures mais où nous n’avons pas encore entrepris de production, et nous avons ensuite des gisements exploités. White Rose est un gisement exploité par Husky. Nous avons récemment entrepris d’exploiter un deuxième gisement appelé North Amethyst, à savoir depuis la fin mai.

Le président : Dans le même secteur?

M. McCloskey : Dans le même secteur, à quelques kilomètres seulement de White Rose. C’est un secteur prolifique pour nous.

Pour appuyer les activités d’exploration et d’exploitation, nous avons une plate-forme pétrolière appelée GSF Grand Banks, qui appuie nos activités d’exploitation. C’est une plate-forme semi-submersible ancrée, avec laquelle travaille Husky depuis un certain temps déjà.

Nous avons une deuxième installation de forage appelée Henry Goodrich, que nous exploitons en vertu d’un accord de partage avec deux autres exploitants, Statoil et Suncor. Selon les modalités du contrat, notre part d’accès est de 30 à 40 p. 100 quand la plate-forme est en marche. En règle générale, nous nous servons de cette plate-forme pour nos activités d’exploration.

En résumé, nous avons deux installations de forage, toutes deux semi-submersibles, toutes deux ancrées; une de ces plates-formes appuie nos activités d’exploitation tandis que l’autre

Rose field, which is a floating production and storage and off-loading facility, and then the North Amethyst field, which is in production and is tied back into the White Rose.

Senator Lang: Thank you for appearing; we appreciate it.

I want to centre our attention on the question of regulations and the minimum that is required of a company such as yours, or any other company, so we may clarify requirements for the record here. I will refer back to the Gulf of Mexico. Of course, that is why we are here, because we are viewing that every day. What I am starting to glean from the evidence that is being provided before the hearings in Washington is that there appears to be no minimum requirement for a company when they drill. The testimony is starting to come out that the size or thickness of the pipe may not have been correct. The procedures that were required do not appear to have been enforced. There are a multitude of mistakes as we have proceeded. This comparison is simplistic, but when I build a house, I am required to use two-by-six construction. An inspector comes out and ensures that.

The question I have for you is, through the provincial and federal authority, by regulation and by law, is it required that you have a minimum standard set for the blowout preventer for the size of your pipe, and all the other aspects of your operation?

Mr. McCloskey: Each of our wells is planned separately according to its objectives. The planning starts with an environmental assessment. It then moves into the planning around the execution of the well itself. At that stage, we develop a plan of execution, which we submit to the C-NLOPB for their review. This step is required for every well. Even on a producing field where we are drilling many wells with the same objective, in each instance, we have to put forward this plan. That plan is scrutinized and reviewed. We often receive questions on the plan for clarification. As we move through that process, we finally work to a point where we can obtain an approved plan.

It is a given that our equipment must be certified and suitable for the purpose it is being applied for; that our casing strings and mud design are appropriate for the purpose for which the well is being drilled. That appropriateness is determined prior to our receiving the authority to drill. That process is clearly important to us because it establishes our authority to operate. Without that authority, we cannot drill a well.

To give you an assurance, it is not a prescriptive program that determines there must be particular casings or particular sizes because that is according to the well objective. We have specific standards to maintain, and those standards are met or exceeded in all of our operations.

appuie nos activités d'exploration. En outre, nous avons une installation de production, de stockage et de délestage dans le champ White Rose, et nous exploitons le gisement North Amethyst, rattaché au champ White Rose.

Le sénateur Lang : Je vous remercie d'être des nôtres aujourd'hui; votre participation est des plus appréciées.

J'aimerais centrer notre attention sur la question de la réglementation et du minimum requis de la part d'une entreprise comme la vôtre ou de toute autre entreprise, afin de préciser les exigences pour le compte rendu. J'en reviens donc à la question du golfe du Mexique. Bien entendu, c'est pourquoi nous sommes ici, parce que nous en voyons des images chaque jour. Compte tenu des éléments de preuve présentés dans le cadre des audiences à Washington, je commence à comprendre que les entreprises ne sont-elles pas tenues de respecter d'exigences minimales pendant leurs activités de forage. Certains des témoignages récents laissent entendre que le tuyau n'aurait pas été de la bonne taille ou de la bonne épaisseur. Les procédures requises semblent ne pas avoir été mises en application. Au fil des jours, on constate que de nombreuses erreurs ont été commises. Cette comparaison est simpliste, mais lorsque je construis une maison, je suis obligé d'utiliser des madriers de telle dimension plutôt que telle autre. Un inspecteur vient sur les lieux pour s'en assurer.

J'aimerais vous demander si, dans leurs lois et règlements, le gouvernement fédéral et les provinces vous obligent à respecter un ensemble de normes minimales pour ce qui est de la dimension du tuyau du bloc obturateur de puits et pour tous les autres aspects de vos activités?

M. McCloskey : Chacun de nos puits fait l'objet d'une planification distincte en fonction des objectifs. La première étape de planification est celle de l'évaluation environnementale. Ensuite, la planification s'attaque à l'exécution du puits à proprement parler. À cette étape, nous élaborons un plan d'exécution, que nous soumettons pour examen à l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers. C'est une étape obligatoire pour chaque puits. Par exemple, lorsque nous forons de nombreux puits dans un même gisement et dans un même objectif, nous devons soumettre ce plan pour chacun des puits. Ce plan est étudié puis scruté à la loupe. Nous avons souvent à répondre à des questions pour préciser certains éléments du plan. Vient un temps dans toute cette démarche où le plan est jugé satisfaisant et finit par être approuvé.

Il va sans dire que notre équipement doit être certifié et adapté à la nature des activités, et que nos colonnes de tubage et nos pompes à boue conviennent au contexte de forage. Leur convenance est déterminée avant que l'autorisation de forer ne soit donnée. Bien entendu, ce processus est important pour nous, car il établit notre capacité d'exploiter. Sans cette capacité, nous ne pouvons forer de puits.

Pour vous rassurer, il ne s'agit pas d'un programme normatif qui fixe le type de colonnes à utiliser ou encore leur dimension, puisque ces choses dépendent de l'objectif du puits. Nous devons nous en tenir à des normes précises et nous respectons ou dépassons ces normes dans toutes nos sphères d'activité.

Senator Lang: To clarify for the record, these are minimum guidelines not set down by regulation?

Mr. McCloskey: Recently, we have had new drilling guidelines issued from the C-NLOPB. They tend not to be prescriptive in terms of specifics, for example, casing sizes or mud weights because each of those are tailored and designed to the specific well. However, I suppose there are general operating principles that have to be met. We have to demonstrate that the casing design is appropriate for the pressure regime we are working in, and for the well depths we are drilling to. We have to bring evidence for all those specifics in submitting our well plan.

Senator Lang: Time is short, so I will move to another area of questioning.

First, if a situation occurs and we face something like what is happening in the Gulf of Mexico, you talked about your three-tiered response to deal with a spill. Have you a contingency plan for the third-tier response you will have to put in place? Has it been demonstrated physically — maybe a table-top exercise — to show what you would do?

Second, in the Gulf of Mexico, it appears no one is in charge if a disaster occurs. At the end of the day, if a spill happens — hopefully it will not — where does the buck stop when decisions are being made on an hourly basis?

Mr. McCloskey: I will answer the second question first because it goes to the heart of the matter. The buck stops here. We are absolutely clear at Husky, when we receive authority to drill, we are the operator. Being the operator carries obligations. In the highly unlikely event of a mishap, Husky has that responsibility. We are accountable. We would be the authority managing the incident.

We have an incident control centre and structure that has incident commanders trained in crisis and emergency management. They would be the authority managing the resources deployed to manage the incident. We are clear on that issue.

I think in prior testimony, the C-NLOPB described how they will work in a monitoring role. We understand they will monitor, but we will be in charge. The only instance where that may change is if they determined that our response was not effective and they wanted to replace us. I am under no doubt that Husky is accountable.

Le sénateur Lang : Pourriez-vous préciser pour le compte rendu s'il s'agit de lignes directrices minimales non établies dans la réglementation?

M. McCloskey : L'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers a récemment émis de nouvelles lignes directrices en matière de forage. Elles tendent à ne pas prescrire de paramètres précis, par exemple, en ce qui concerne la taille des colonnes ou les masses volumiques de boue, étant donné que chacun des ces éléments est fonction de chaque puits. Toutefois, je présume qu'il y a des principes généraux de fonctionnement à respecter. Nous devons démontrer que les colonnes sont conçues de manière à résister à la pression caractéristique des zones où nous travaillons et qu'elles sont adaptées à la profondeur des puits que nous forons. Nous devons étayer tous ces paramètres dans le plan que nous sommes tenus de soumettre pour le puits.

Le sénateur Lang : Je n'ai pas beaucoup de temps; je passerai donc à une autre question.

Tout d'abord, s'il survenait un problème et que nous avions à faire face à une situation semblable à celle qui sévit dans le golfe du Mexique, vous avez parlé de votre intervention à trois niveaux en cas de déversement. Avez-vous un plan d'urgence à appliquer au troisième niveau de cette intervention? Avez-vous physiquement démontré, dans le cadre d'un exercice de simulation sur table, par exemple, ce que vous feriez?

Deuxièmement, dans le golfe du Mexique, il semblerait que personne ne soit responsable de prendre les rênes de la situation en cas de désastre. Espérons qu'il n'en soit pas ainsi, mais au bout du compte, s'il survient un déversement, qui est l'autorité responsable alors que des décisions sont prises d'heure en heure?

M. McCloskey : Je répondrai à la deuxième question en premier, car elle va droit au cœur du problème. Nous sommes les responsables. Husky le dit très clairement. Lorsque nous recevons l'autorisation de forer, nous jouons le rôle d'exploitant. Ce rôle est assorti d'obligations. Dans l'éventualité fort peu probable d'un accident, cette responsabilité incombe à Husky. Nous avons à rendre des comptes. Nous serions l'autorité responsable de gérer l'incident.

Nous avons une structure et un centre de contrôle des incidents où travaillent des commandants du lieu de l'incident, formés en gestion des situations de crise et d'urgence. Ces personnes seraient responsables de la gestion des ressources déployées pour gérer l'incident. Nous sommes très clairs sur ce point.

Je crois que l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers a décrit dans certains de ses témoignages comment il entend exercer un rôle de surveillance. Nous comprenons que l'office surveillera nos activités, mais que nous serons aux commandes. Ce rôle pourrait changer seulement dans un contexte où l'office détermine que nos mesures d'intervention ne sont pas efficaces et qu'il entend nous remplacer. Il ne fait aucun doute dans mon esprit que l'autorité responsable, c'est Husky.

The first part of your question was about our tiered response. To date, we physically conduct drills up to a tier-2 response. We have not conducted a drill to a tier-3 level at this point, although we have additional resources we can deploy from international locations. I think you heard from the Eastern Canada Response Corporation on Tuesday that they have additional resources they can mobilize on our behalf.

The Chair: Is the Eastern Canada Response Corporation under contract with you?

Mr. McCloskey: They are under contract with us as well. They hold and maintain some of our response equipment for us. They train our teams. We meet with the ECRC on a regular basis — about every quarter — to ensure we are properly aligned and the equipment works.

To answer your question, we have not conducted a tier-3 drill.

The Chair: I think you are talking at cross purposes.

Senator Lang: I do not quite understand. You have a drill-3-tier response and a drill-2-tier response drill. Does that mean it is not a deep well?

Mr. McCloskey: Let me clarify. I apologize for the use of term “spill.” If a spill is relatively small in size, our tier-1 response is managed with equipment we have on site. Each of our Floating Production Storage and Offloading, FPSO, supply vessels has equipment to deploy immediately.

A tier-2 response is required if the spill is of a greater magnitude. We will mobilize equipment from onshore. We, as operator, have purchased our own equipment, including state-of-the-art Norwegian skimmers and booms. These skimmers and booms are held for us by ECRC. Other operators on the Grand Banks also have equipment that can provide mutual aid. That is the equipment we refer to in tier 2 along with the equipment that ECRC has.

The tier-3 response will be activated only if the spill is of a significant magnitude. At that point, tier 1 and tier 2 will still be deployed. We will also call upon additional resources to assist in the effort. These additional resources potentially will include mobilization of Canadian Coast Guard resources, additional ECRC resources from other places in Canada and international support. We have a contract with Oil Spill Response Limited, OSRL, which is based in Southampton in the United Kingdom. They can deploy significant resources, including a couple of Hercules aircraft to fly in additional equipment.

La première partie de votre question portait sur notre programme d'intervention à trois niveaux. Pour le moment, nos activités de forage ne pourraient pas nécessiter plus qu'une intervention de niveau deux. Nous n'avons jamais effectué de forage qui aurait pu nécessiter une intervention de niveau trois jusqu'à présent, mais nous disposons de ressources supplémentaires, situées à l'étranger, auxquelles nous pourrions faire appel, au besoin. Si je ne me trompe pas, la Société d'intervention maritime de l'Est du Canada vous a mentionné, mardi, qu'elle a à sa disposition des ressources supplémentaires qu'elle peut mobiliser en notre nom.

Le président : La Société d'intervention maritime de l'Est du Canada a-t-elle signé un contrat avec vous?

M. McCloskey : Nous avons également conclu un contrat avec elle. La Société d'intervention maritime assure la garde et l'entretien d'une partie de notre équipement d'intervention, et c'est elle qui forme nos équipes. Nous rencontrons régulièrement des représentants de la SIMEC — à peu près une fois par trimestre — pour nous assurer que tout est conforme et que l'équipement fonctionne bien.

Donc, pour répondre à votre question, nous n'avons jamais procédé à un forage qui aurait pu nécessiter le troisième niveau d'intervention.

Le président : Je crois qu'il y a un malentendu.

Le sénateur Lang : Je ne comprends pas. Vous avez une stratégie d'intervention de niveau trois, et une stratégie d'intervention de niveau deux. Est-ce que ça veut dire qu'on parle d'un puits qui serait peu profond?

M. McCloskey : Je vais vous expliquer. Vous m'excuserez d'employer encore le terme « déversement », mais en cas de déversement d'envergure relativement faible, nous procédons à une intervention de niveau un, qui sera menée avec de l'équipement que nous avons sur le site. Chacune de nos unités flottantes de production, stockage et déchargement est équipée de matériel d'intervention qui peut être utilisé sur-le-champ.

Une intervention de niveau deux est nécessaire en cas de déversement plus considérable. Dans un tel cas, nous devons avoir recours à de l'équipement d'intervention laissé sur les côtes. En tant qu'exploitant, nous avons acheté notre propre équipement, y compris des barrières et des écrémeurs norvégiens. La SIMEC garde cet équipement pour nous. D'autres exploitants des Grands Bancs ont également de l'équipement à leur disposition, et nous pouvons nous aider mutuellement. C'est à cet équipement ainsi qu'à l'équipement de la SIMEC que nous faisons référence quand nous parlons des interventions de niveau deux.

Une intervention de niveau trois n'aura lieu qu'en cas de déversement de grande envergure. Dans une telle situation, les mesures de niveaux un et deux seraient tout de même mises en oeuvre, mais des ressources supplémentaires seraient appelées en renfort. Les ressources supplémentaires mobilisées pourraient notamment inclure des ressources de la garde côtière, des ressources supplémentaires de la SIMEC en provenance d'autres parties du Canada, ainsi que du soutien apporté par d'autres pays. Nous avons en outre passé un contrat avec Oil Spill Response Limited, une entreprise de Southampton, au Royaume-Uni. Cette

In terms of our response, tier 1 is immediate, tier 2 takes perhaps 14 to 16 hours and tier 3 will occur in perhaps 24 to 48 hours.

Senator Lang: I will continue in the next round chair, if there is one.

The Chair: Thank you Senator Lang. Your first question mentioned the lack of clear lines of authority and criticisms regarding the Gulf incident leading up to the \$20 billion cheque.

Is Husky also involved in the Gulf of Mexico?

Mr. McCloskey: No, we are not. Husky is not operational in the United States, but we have downstream interests.

The Chair: Are you in a position to tell us the differences, if any, between the regimes in the US and Canada? We understand they are different, and one should not be too concerned about Canada.

Mr. McCloskey: There has been discussion in previous testimony about the regulatory regime in Canada. In my experience, I have worked in many international locations. Canada measures up against any environment I have ever operated in.

There are some important differences between Canada and the U.S. Certification of equipment is more rigorous in Canada. I mentioned that our rigs undergo a five-year inspection, and critical systems are reviewed. Well-control systems are re-certified every five years, including function and full-body checks. I do not believe re-certification is required in the United States. Re-certification of equipment is a layer of assurance and thoroughness that exists in the Canadian system.

The Chair: I want to introduce you to Senator Paul Massicotte from Montreal who arrived a moment ago.

Senator Frum: You mentioned that your tier-2 response will use a state-of-the-art Norwegian skimmer and that you will have responsibility for the cleanup. The technology you will use is also at your discretion. If you or another company does not have the state-of-the-art skimmer, they can use a retrograde skimmer.

Will there be no intervention in the quality of equipment used?

Mr. McCloskey: Husky takes its responsibility in this regard seriously. We looked for state-of-the-art equipment when we purchased or secured equipment under agreements with other

entreprise peut envoyer des ressources importantes, y compris deux ou trois avions Hercules, qui peuvent transporter de l'équipement supplémentaire.

Pour ce qui est des délais d'intervention, le niveau un est mis à exécution sur-le-champ, le niveau deux est mis en oeuvre dans un délai d'environ 14 à 16 heures, et le niveau trois, dans un délai de 24 à 48 heures environ.

Le sénateur Lang : Je reprendrai la parole au prochain tour, s'il y en a un, monsieur le président.

Le président : Merci, sénateur Lang. Vous avez mentionné, dans votre première question, l'absence de normes clairement établies et les critiques formulées à la suite de l'incident du golfe du Mexique, qui a donné lieu à l'établissement du fonds de 20 milliards de dollars.

Husky exerce-t-elle des activités dans le golfe du Mexique?

M. McCloskey : Non. Nous n'exerçons aucune activité aux États-Unis, mais nous y avons des intérêts en aval.

Le président : Êtes-vous en mesure de nous expliquer les différences qui distinguent les régimes réglementaires américain et canadien? Nous savons qu'ils sont différents, et qu'il n'y aurait guère lieu de s'inquiéter pour ce qui est de la réglementation canadienne.

M. McCloskey : La question du régime réglementaire du Canada a déjà été abordée devant le comité. Pour ma part, j'ai travaillé à l'étranger à de nombreuses reprises, et le régime canadien est suffisamment rigoureux pour tous les environnements dans lesquels j'ai travaillé.

Il y a des différences importantes entre le régime du Canada et celui des États-Unis. Le Canada fait preuve d'une plus grande rigueur pour ce qui est de la certification de l'équipement. Comme je l'ai dit, nos installations de forage font l'objet d'une inspection quinquennale, et les systèmes essentiels sont passés en revue. Les systèmes de contrôle des puits sont recertifiés tous les cinq ans, et on procède alors à une vérification des fonctions et de tous les éléments des systèmes. Je ne crois pas qu'une recertification soit exigée aux États-Unis. La recertification de l'équipement est une mesure d'assurance supplémentaire que prévoit le régime canadien.

Le président : J'aimerais vous présenter le sénateur Paul Massicotte, de Montréal, qui est arrivé il y a quelques minutes.

Le sénateur Frum : Vous avez mentionné qu'en cas d'intervention de niveau deux, vous utiliseriez un écremeur norvégien à la fine pointe de la technologie, et que vous seriez responsables du nettoyage. Mais vous êtes libres de choisir la technologie à laquelle vous aurez recours. Si Husky, ou une autre entreprise, ne dispose pas d'un écremeur à la fine pointe de la technologie, un écremeur désuet pourrait être utilisé.

Est-ce qu'aucun contrôle n'est effectué relativement à la qualité de l'équipement?

M. McCloskey : Husky prend très au sérieux sa responsabilité à cet égard. Nous avons opté pour de l'équipement à la fine pointe de la technologie quand nous avons fait nos acquisitions et que

operators in an emergency for our use and use by those other operators.

We upgraded a couple of years ago. We also worked on the development of an earlier system — the single-vessel side-sweep system — which was a vane kind of capture. We felt this upgrade of our response equipment was needed because we need to be cognizant of the environment in which we operate. Conditions in the North Atlantic are often severe. One thing that attracted us to the Norwegian system is its ability to operate under high sea states, because we might encounter high seas during our operations.

We were not directed to acquire this equipment. We did it because we felt it was the best technology for application in our environment.

Senator Frum: Again, it speaks to Senator Lang's point that there is no regulation that obliges you to have a certain standard of cleanup equipment on hand.

Mr. McCloskey: I am not aware of there being a standard.

Senator Dickson: Have you had a spill in the Newfoundland area since you have been operating there? If so, what was the size and how was it dealt with?

Mr. McCloskey: In our 27 years, we have had no spill related to a well control incident. The largest spill we have experienced was from our production operations. We were conducting cargo transfer between our floating production system and a tanker, and we had a failure in that system. We had a release of 30 barrels of crude, which we addressed with our offshore equipment. That is the largest spill we have suffered of a hydrocarbon product.

Senator Dickson: Can you explain briefly your relationship with the Eastern Canada Response Corporation? Are they a contractor to you?

Mr. McCloskey: They are a contractor to us. We have them available to support our operations as a response agency. They hold equipment that Husky has purchased; they help maintain that equipment and store it for us. They work with our crews in terms of training and the deployment of that equipment and they also support us in drills.

Every year on the Grand Banks, there is a combined operator drill called Operation Synergy. The leadership of that drill rotates between the operators; it was Husky's responsibility last year.

nous avons conclu des ententes avec d'autres exploitants afin que le matériel d'intervention de chacun soit mis à la disposition de l'entreprise qui en aurait besoin, en cas d'urgence.

Nous avons modernisé notre équipement il y a quelques années. Nous avons également travaillé à l'amélioration d'un ancien système, le système de dragage latéral à un seul navire, qui fonctionnait au moyen d'une pompe à ailettes. Nous avons estimé que cette modernisation de notre équipement d'intervention était nécessaire, car nous devons tenir compte de l'environnement dans lequel nous travaillons. Dans l'Atlantique Nord, les conditions sont souvent rigoureuses. Le système norvégien nous a semblé convenir à nos besoins notamment parce qu'il peut être utilisé lorsque la mer est forte, et que nous sommes susceptibles d'avoir à travailler dans de telles conditions.

On ne nous a pas obligés à faire l'acquisition de cet équipement. Nous l'avons fait parce que nous estimions que c'était la meilleure technologie disponible pour travailler dans l'environnement où nous exerçons nos activités.

Le sénateur Frum : Cela nous ramène encore une fois à la remarque du sénateur Lang selon laquelle aucun règlement ne vous oblige à avoir à votre disposition de l'équipement de nettoyage répondant à certaines normes.

M. McCloskey : Il n'existe aucune norme de ce genre, à ma connaissance.

Le sénateur Dickson : Votre société a-t-elle déjà été responsable d'un déversement dans la région de Terre-Neuve depuis qu'elle y exerce des activités et, le cas échéant, quelle était l'envergure de ce déversement, et qu'avez-vous fait pour y remédier?

M. McCloskey : En 27 ans, nous n'avons jamais été responsables d'un déversement lié au contrôle d'un puits. Le déversement le plus important auquel nous avons fait face s'est produit pendant nos opérations de production. Nous transférons du pétrole de notre unité de production flottante à un pétrolier lorsqu'une défaillance est survenue. Il y a eu un déversement de 30 barils de pétrole brut, et nous avons procédé au nettoyage en utilisant notre équipement en mer. C'est le plus important déversement d'hydrocarbures auquel nous avons fait face.

Le sénateur Dickson : Pouvez-vous nous expliquer brièvement quelle est la nature de votre relation avec la Société d'intervention maritime de l'Est du Canada? A-t-elle des obligations contractuelles envers vous?

M. McCloskey : Oui. Elle demeure à notre disposition pour nous assister dans nos opérations, en tant qu'organisme d'intervention. Elle garde de l'équipement dont Husky a fait l'acquisition; elle nous aide à entretenir cet équipement et elle l'entrepasse pour nous. Elle contribue à la formation de nos équipages, et elle collabore avec eux lorsque nous devons avoir recours à l'équipement dont je viens de parler. Elle nous apporte également son soutien lors des activités de forage.

Chaque année les exploitants participent, sur le Grands Bancs, à un forage conjoint appelé « opération Synergie ». Les différents exploitants assument la direction de ce forage chacun leur tour.

This year, I think Exxon Mobil and Hibernia Development Corporation will lead that exercise.

They are a contractor to us, but they are a specialist contractor for those specialist services.

Senator Dickson: The manager of that corporation appeared before us yesterday. I understand, in the process, that Eastern Canada Response Corporation does not see the safety plan prior to there being an actual spill. There is no review; there is no cooperation. I found that rather strange.

Mr. McCloskey: I read that in testimony. I have tried to find some clarification on that process and I am afraid I cannot shed any light today. However, that is a matter I will be happy to come back to you with and clarify at a later date.

Senator Dickson: Do you think it would be good practice for them to see the plan before a spill?

Mr. McCloskey: I have to be cautious here. We have an ongoing working relationship with ECRC, and we meet with them on a quarterly basis. I would have anticipated that there would be some discussion around our safety plans, but I cannot confirm that today. I would like to revert on that, if that is possible.

The Chair: It is important, and we are comfortable with you sending in materials to our clerk for us to take cognizance of and incorporate. One thing that raised our eyebrows was that bald statement that ECRC does not see the plan; whereas the plan is given great importance in terms of reassuring the public that before you are granted the licence and begin drilling, this plan has been approved and reviewed. The Eastern Canada Response Corporation is an integral part of that plan, and it blows our minds to think they are an integral part of a plan they do not see. We are hoping that was a misunderstanding perhaps, but we need to clarify.

Mr. McCloskey: I agree it needs clarification. I will say, in terms of our drill, for Operation Synergy, we run scenarios we can anticipate in terms of our safety plan. I need to bottom that out, but I was surprised to hear that.

Senator Brown: I went through your presentation, and on page 6, you mentioned several times blowout preventers, multiple control procedures and pilot-operated hydraulic control systems for BOPs.

L'année dernière, c'est Husky qui en était responsable, et cette année, je crois que ce sera Exxon Mobil et Hibernia Development Corporation.

La Société d'intervention maritime a des obligations contractuelles envers nous, mais il s'agit d'un agent contractuel spécialisé, qui assure la prestation de ces services spécialisés.

Le sénateur Dickson : Le gestionnaire de cette société a comparu devant nous hier. Je crois comprendre que, selon le processus en usage, la Société d'intervention maritime de l'Est du Canada n'examine pas le plan de sécurité tant qu'il n'y a pas de déversement. Il n'y a pas d'examen, pas de communications préalables. J'ai trouvé cela plutôt étrange.

M. McCloskey : J'ai remarqué cela en lisant le compte rendu. J'ai essayé d'obtenir des précisions sur le processus, mais je crains de ne pouvoir vous fournir de plus amples explications aujourd'hui. Je serai cependant heureux de vous revenir là-dessus à une date ultérieure et de vous donner des éclaircissements sur cette question.

Le sénateur Dickson : Croyez-vous qu'il serait opportun que la société d'intervention voie le plan avant qu'un déversement ne se produise réellement?

M. McCloskey : Je dois faire attention à ce que je dis. Nous collaborons en permanence avec la SIMEC et nous rencontrons des représentants de la société chaque trimestre. J'aurais imaginé que nos plans de sécurité faisaient l'objet de discussions, mais je ne peux pas vous le confirmer aujourd'hui. J'aimerais vous revenir là-dessus, si c'est possible.

Le président : Ce serait important, et il nous conviendrait très bien, que vous fassiez parvenir les documents pertinents à notre greffière, afin que nous en prenions connaissance et que nous les annexions à notre documentation. Nous avons sourcillé quand on nous a déclaré sans ambages que la SIMEC ne voyait pas le plan, alors que le public accorde une grande importance au fait que ce plan a été examiné et approuvé avant que vous n'obteniez une autorisation et que vous ne commenciez les travaux de forage. La Société d'intervention maritime de l'Est du Canada fait partie intégrante de ce plan, et il nous semble inconcevable qu'elle fasse partie intégrante du plan mais qu'elle ne le voie pas au préalable. On peut espérer qu'il s'agit d'un malentendu, mais il sera important de clarifier la situation.

M. McCloskey : Je suis d'accord avec vous : la situation doit être clarifiée. Je dirai cependant qu'en ce qui concerne nos activités de forage, dans le cadre de l'opération Synergie, notre plan de sécurité tient compte des différents scénarios que nous pouvons envisager. Je dois souligner ce fait, bien que j'aie été surpris par cette affirmation.

Le sénateur Brown : J'ai lu le texte de votre exposé et, à la page 6, vous mentionnez à plusieurs reprises les blocs obturateurs de puits, les procédures de contrôle multiples, et les systèmes de contrôle hydraulique à commande pilote pour les BOP.

I have been beating on this drum for the last few weeks. Why can we not have more than one blowout preventer? I was looking at your diagram on your last page; why can they not be stacked on top of each other or even stacked horizontally?

Then, regarding the redundancy you talk about in terms of taking the controls, it says anyone that operates the rig has the right to activate the blowout preventers. My understanding is that the blowout preventer blew up in the Gulf. Would it not be better to have multiple ones, and have them configured in such a way that you shut down the last one first and then work your way down to the next one and so on if you have an accident from a blowout preventer?

I know they must be expensive; I imagine they are probably \$1 million apiece or more. However, at this kind of level and with this kind of danger we have seen now with what has happened with BP, it seems like that redundancy is important.

I see the redundancy in everything you mention. You are controlling your ability to use different ways of shutting down the blowout preventer. However, if the blowout preventer blows up, then the redundancy is useless. It seems to me that if you had more than one blowout preventer, you would be able to control pretty much anything possible that might occur.

Mr. McCloskey: First, in terms of what happened in the Gulf of Mexico, I do not think today we know whether the BOP blew up or what the cause of the incident was. What you are referring to — the need for many different methods of shut-in — is encapsulated in the design of the blowout preventers.

Perhaps Mr. Pate can walk through that diagram and describe how the BOP stack works, because it may give you some reassurance. It is not a single unit, but a combination of units, each with a slightly different purpose that can be called upon to effect a shut-in.

Senator Brown: I understand there are different ways of shutting off the valve in a blowout preventer, but apparently nothing worked in the Gulf. That is why I say, why not more than one blowout preventer?

The Chair: We will hear from Mr. Pate. I think it is a good idea generally, and our researchers are anxious to know the size of that BOP. Is it 300 metres?

Al Pate, General Manager, Exploration and Production Services, Husky Oil Operations Limited: It is 120 metres, chair.

The Chair: Let us know the size as you go through your description of the stack.

Mr. Pate: I will walk through the BOP configurations. We will start with the schematic of the rig. It is a floating semi-submersible rig that is anchored in place. Extending from the rig to the BOP is

Je le rabâche depuis quelques semaines maintenant, mais pourquoi ne pourrait-il pas y avoir plus d'un obturateur de sécurité? En examinant votre diagramme de la dernière page, je me demande pourquoi il ne pourrait pas y avoir un ensemble d'obturateurs empilés les uns sur les autres, ou même alignés horizontalement?

Par ailleurs, quand vous parlez de la redondance qui caractérise les mesures de contrôle, vous indiquez que quiconque fait fonctionner l'engin de forage est autorisé à activer les obturateurs de sécurité. Si je comprends bien, l'obturateur de sécurité a sauté dans le golfe du Mexique. Est-ce qu'il ne serait pas préférable qu'il y en ait plus d'un, et qu'ils soient configurés de manière à ce que l'on ferme d'abord le dernier, puis qu'on ferme ensuite les suivants, en cas d'accident lié à un obturateur de sécurité?

J'imagine que ces dispositifs coûtent très cher, peut-être plus d'un million de dollars chacun. Cependant, compte tenu de leur importance, et de l'envergure des risques que l'incident de BP nous a révélés, la redondance semble revêtir une grande importance.

Vous parlez partout de redondance. Vous contrôlez votre capacité de fermer par différents moyens l'obturateur de sécurité. Cependant, si c'est l'obturateur de sécurité qui saute, la redondance ne sert plus à rien. À mon avis, si vous aviez plus d'un obturateur de sécurité, vous pourriez faire face à pratiquement toutes les situations qui pourraient se produire.

M. McCloskey : D'abord, en ce qui concerne l'incident du golfe du Mexique, je crois que nous ignorons aujourd'hui encore si l'obturateur de sécurité a sauté, ou quelle a été la cause réelle de l'incident. Ce dont vous parlez — la nécessité qu'on puisse fermer un obturateur de différentes façons — fait partie intégrante de la structure des obturateurs.

M. Pate pourrait peut-être vous donner des explications sur le diagramme et vous expliquer comment fonctionnent les blocs obturateurs de puits. Cela vous rassurera peut-être. Il ne s'agit pas d'un dispositif unique, mais d'un ensemble de dispositifs qui ont chacun une fonction légèrement différente et qui peuvent permettre de procéder à l'obturation.

Le sénateur Brown : Je comprends que la valve d'un bloc obturateur peut être fermée de différentes façons, mais il semble que rien n'ait fonctionné dans le cas du golfe. C'est pour cela que je me demande pourquoi il n'y aurait pas plusieurs obturateurs.

Le président : Écoutons les explications de M. Pate. Je crois que c'est une bonne idée, et nos analystes sont impatients de connaître les dimensions de ce BOP. Est-ce qu'il fait 300 mètres?

Al Pate, directeur général, Services d'exploration et de production, Husky Oil Operations Limited : Il fait 120 mètres, monsieur le président.

Le président : Indiquez-nous les dimensions tout en nous décrivant le bloc obturateur.

M. Pate : Je vais vous expliquer comment est configuré le BOP. Nous allons d'abord examiner le diagramme qui représente l'engin de forage. Il s'agit d'un engin de forage flottant semi-submersible,

the riser, which is a piece of pipe that is 21 inches in diameter — a very thick wall. It is designed to be a conduit for drilling fluid back to the surface of the rig so we can circulate the well.

It connects to what we call the lower marine riser package. If you look on the right-hand side of the diagram, there is the riser and a flex joint. As you can appreciate, the rig moves around on surface, so the riser and the BOP need to have some flexibility. That is what the flex joint does.

Below that, there is an annular preventer, which is essentially a rubber doughnut. They apply hydraulic pressure to it and it squeezes around drill pipe, casing, wire line or anything else in a wellbore, and it can seal off an open hole. If they have to shut the well down, they can do it with that top annular.

Below that, there is what they call a connector. If they need to, it allows them to disconnect the lower marine riser package, which is that upper portion, from the rest of the BOP stacks. In the event they had to perform an emergency disconnect because of ice issues or whatever, they can actually suspend the well properly, close the BOPs, disconnect the riser and the lower marine riser package and take the rig away. That is important in our operation.

Below that, there are a series of other preventers. There is another annular preventer, another rubber doughnut. As you note, it provides some dual redundancy there. That is the second rubber doughnut. Below that, there is a set of shear rams, which are designed to cut the drill pipe in the event of an emergency. Below that, there are three sets of pipe rams. The pipe rams are essentially semi-circular pieces of steel with a rubber seal that again can close around the drill pipe or other types of pipe in the wellbore. There is another set of three redundant rams.

When you talk about stacking BOPs together, the essence of all of this is we essentially have that. Each one of these rams is designed to seal around certain things, and there is redundancy in all areas, with the exception of the shear blind rams where, in this case, we have only one. Again, we can close the annular and it will also close off an open hole.

There is redundancy throughout this BOP. To give you a bit of a concept of what this thing looks like, this piece of apparatus, the BOP system, is over 200 tonnes of material. It has a bore of 18 and three quarter inches, but the overall dimensions are huge. It is a massive piece of equipment, and it is rigidly set into the wellhead on the seabed. It is a stiff, solid piece of material. It is designed to take a lot of load and stress. In terms of height, it is 40 feet to 50 feet. The BOP is a tremendously large piece of equipment.

maintenu en place par ancrage. Entre l'engin de forage et le BOP se trouve le tube goulotte, un conduit de 21 pouces de diamètre, qui forme un mur très épais. Sa fonction est de permettre la remontée du fluide à la surface de la plateforme, de manière à ce que celle-ci puisse se déplacer au-dessus du puits.

Ce conduit est relié à ce que nous appelons le tube goulotte inférieur. Si vous regardez du côté droit du diagramme, vous pouvez voir le tube goulotte et un joint flexible. Comme vous pouvez le constater, la plateforme se déplace à la surface. Le tube goulotte et le bloc obturateur doivent donc avoir une certaine souplesse, et c'est à cela que sert le joint flexible.

En dessous se trouve un obturateur annulaire, qui est essentiellement un anneau de caoutchouc. On peut appliquer une pression hydraulique dessus afin qu'il s'enserre autour de la tige de forage, du tubage, du câble métallique ou d'un autre élément d'un puits de forage. Cela peut permettre de colmater une ouverture. Si le puits doit être fermé, cela peut être fait au moyen de cet anneau.

En dessous, il y a ce que nous appelons un connecteur. En cas de besoin, le connecteur permet de séparer le tube goulotte inférieur, c'est-à-dire la partie supérieure, du reste de l'ensemble d'obturateurs. Dans l'éventualité où il faudrait procéder à une déconnexion d'urgence, en raison de la présence de glaces ou pour quelque autre raison que ce soit, il serait possible de suspendre les activités du puits adéquatement, en fermant les BOP, en déconnectant le tube goulotte et le tube goulotte inférieur, puis en éloignant la plateforme. C'est un aspect important de nos activités d'exploitation.

Vous pouvez voir, plus bas, une série d'autres dispositifs d'obturation. Il y a un autre obturateur annulaire, ou un autre anneau de caoutchouc, si vous préférez. Il y a donc une double redondance, un second anneau de caoutchouc. Plus bas encore se trouve une série de mâchoires de sécurité à cisaillement, qui sont conçues pour couper la tige de forage en cas d'urgence. Il y a ensuite trois séries de mâchoires de fermeture sur tige. Il s'agit, grosso modo, de pièces d'acier semi-circulaires, munies d'un joint d'étanchéité de caoutchouc. Ces mâchoires peuvent, elles aussi, se refermer autour de la tige de forage du puits ou d'autres types de tiges. Il y a un encore un autre ensemble de trois mâchoires redondantes.

Votre proposition d'empiler des BOP correspond essentiellement à la structure actuelle. Chacune des mâchoires est conçue pour colmater une brèche en se refermant autour d'un élément en particulier, et il y a des redondances partout, excepté en ce qui concerne la mâchoire cisailante à fermeture totale, qui est unique. Dans ce cas-ci également, nous pouvons refermer l'anneau afin de colmater une ouverture.

Il y a donc des redondances dans tout le BOP. Pour vous donner une idée de ce que représente cet appareillage, le BOP est composé de plus de 200 tonnes de matériel. Son diamètre interne est de 18 pouces et trois quarts, mais les dimensions totales sont immenses. C'est un appareillage très massif, et il est solidement attaché à la tête du puits, sur le plancher océanique. C'est une pièce d'équipement solide et rigide, conçue pour supporter une charge et une pression énormes. Sa hauteur est de 30 à 50 pieds. C'est une pièce d'équipement extraordinairement imposante.

When we talk about dual redundant systems, we have separate hydraulic systems that can be switched from one to the other to control any of these rams or any of the annular functions. There are lots of ways to close the stack.

The answer to your question is, what we have in place is, in essence, a number of BOP stacks, if you will.

The Chair: The dimensions are 40 feet to 50 feet in height and 200 tonnes of weight?

Mr. Pate: Yes; Eighteen and three quarter inch inside diameter and, depending, it is 15 feet wide. I might be a bit out.

With respect to the pressure rating on this equipment, the annular preventers are good for 10,000 pounds per square inch, psi, and the rams are all good for 15,000 psi. These are solid and substantial pieces of equipment, and they are designed to close the well in.

Senator Brown: With what happened in the Gulf, then, maybe the pictures they showed were not accurate.

The Chair: We do not know what happened in the Gulf. Let us not go into that.

Senator Brown: I understand that, but what I am saying is from the pictures that were shown, as taken by a submarine that went down, there was a piece of pipe that was bent over at right angles. I did not see anything else from those images.

Mr. Pate: That piece of pipe you were looking at is the riser on top of the BOP stack. Again, I cannot comment on exactly what happened. When I look at our systems, I am confident that we have the ability to close our wells, if needed.

The Chair: Thank you. We are tight for time. I am glad you covered the BOP. I wanted to introduce Senator Nancy Greene Raine who has arrived. All the other senators have been introduced.

Senator Peterson: Thank you for your presentation. No matter how careful we are, accidents can and do happen. President Obama has stated with respect to the Gulf incident that there will be no financial cap. Do you think this is reasonable? How will that situation impact your risk management metrics?

Mr. McCloskey: For us, there is effectively no change. Under current regulations, if we are at fault, there is no cap.

Senator Peterson: You operate under the same regime?

Mr. McCloskey: We already operate under those conditions.

Senator Peterson: You are drilling in shallower water, but if you had to, how long would it take you to drill a relief well?

Pour ce qui est des systèmes à double redondance, nous avons des systèmes hydrauliques distincts, qui peuvent être permutés afin de contrôler n'importe laquelle des mâchoires ou n'importe quel anneau. Le bloc obturateur peut être fermé d'un grand nombre de façons.

Pour répondre à votre question, on pourrait donc dire, d'une certaine façon, que ce qui est déjà en place correspond essentiellement à une série de BOP.

Le président : L'appareillage mesure donc de 40 à 50 pieds de hauteur, et il pèse 200 tonnes?

M. Pate : Oui, et le diamètre intérieur est de 18 pouces et trois quarts. La largeur peut être de 15 pieds, ou à peu près.

Pour ce qui est de la pression que peut tolérer cet appareillage, les obturateurs annulaires peuvent supporter 10 000 livres par pouce carré, ou psi, et les mâchoires peuvent toutes supporter 15 000 psi. C'est du matériel solide et massif, et ces appareils sont conçus pour pouvoir fermer les puits.

Le sénateur Brown : À la lumière de ce qui s'est passé dans le golfe, on pourrait penser que les données étaient inexactes.

Le président : Nous ne savons pas ce qui s'est produit dans le golfe. Laissons cette question de côté.

Le sénateur Brown : Je comprends, mais je disais que, d'après les photographies que j'ai vues, qui ont été prises par le sous-marin qui s'est rendu sur les lieux, il y avait un morceau de tuyau qui était tordu en angles droits. Je n'ai rien vu d'autre dans ces images.

M. Pate : Le morceau de tuyau que vous avez vu était le tube prolongateur qui est situé au-dessus du bloc d'obturation de puits. Encore une fois, je ne peux pas vous dire exactement ce qui s'est produit. Je suis sûr qu'avec nos systèmes, nous sommes capables d'obturer nos puits, si cela est nécessaire.

Le président : Merci. Nous n'avons pas beaucoup de temps. Je suis heureux que vous ayez parlé du bloc d'obturation de puits. Je voulais vous présenter le sénateur Nancy Greene Raine qui vient d'arriver. Tous les autres sénateurs ont été présentés.

Le sénateur Peterson : Merci pour votre exposé. Même en étant prudent, des accidents arrivent. Le président Obama a déclaré au sujet de l'incident du Golfe, qu'il n'y aurait pas de plafond financier. Cela vous paraît-il raisonnable? Comment cette situation va-t-elle modifier vos paramètres de gestion du risque?

M. McCloskey : Pour nous, cela ne change rien en pratique. Avec les règlements actuels, si nous avons commis une faute, il n'y a pas de limite.

Le sénateur Peterson : Vous êtes visés par le même régime?

M. McCloskey : Nous travaillons également selon ces conditions.

Le sénateur Peterson : Vous forez dans des eaux peu profondes, mais si vous étiez obligé de le faire, combien de temps vous faudrait-il pour forer un puits de secours?

Mr. McCloskey: It is difficult to generalize because it depends on the well being drilled and the depth it is drilled. I would say, typically for the wells we drill, of the order of 30 days to 45 days, plus the time it takes to mobilize a rig to location. Perhaps it would take less than 60 days in total.

Senator Frum: Thank you for the excellent presentation. You stressed at least twice in your presentation about the shallower depths at which you are drilling. The chair asked you about Chevron's testimony. One thing they said in response to a question I asked was that there was nothing magical about the 5,000 foot depth. I was wondering if you can comment on that statement. Clearly, for you to stress the shallow depths you are drilling at, you are implying there is a difference.

Mr. McCloskey: First, there is nothing magic about a number. I agree with that.

What distinguishes our operations in shallow water is that they are at a depth where the hydraulic systems in terms of activation of BOPs work extremely well. Effectively, the signal does not have to travel very far.

In deeper water, companies have looked at different methods of activation. There was probably reference to an acoustic system or to an auto mode method of operation; I think even remote operation.

In our circumstances, with our water depths, because of the very short distance of the hydraulic signal, we find the hydraulic works extremely well. It possibly works better than other systems like the acoustic system. In our water depths, background noise from the operation of machinery can interfere with that acoustic system; whereas in deeper water, obviously they do not have the same level of interference, so it might be more effective.

We constantly look at the mode of activation, and we find for our environment and the primary method of actuation, the hydraulics method is appropriate, but in case it does not work we have a backup, which is the remotely operated vehicle. In Chevron's circumstances, I can understand that they have looked at these different methods of activation.

Senator Seidman: Thank you for coming. I asked Chevron about their level of research and development, specifically for cases of remediation; in other words, in the worst-case scenario of a major spill. This question was specifically regarding R&D for oil containment and cleanup. They said that BP was intending to put \$500 million of their R&D budget towards remediation, and I thought it was a bit like locking the barn door after the horse has already escaped. It seems that R&D has been almost exclusively in the area of oil drilling.

M. McCloskey : Il est difficile de généraliser, parce que cela dépend du puits que nous sommes en train de forer et de sa profondeur. Je dirais qu'habituellement pour les puits que nous forons, il faudrait entre 30 et 45 jours plus le temps nécessaire pour amener l'appareil de forage sur place. Cela prendrait peut-être moins de 60 jours au total.

Le sénateur Frum : Merci pour votre excellent exposé. Vous avez souligné au moins deux fois au cours de votre exposé que vous faisiez du forage dans des eaux peu profondes. Le président vous a posé une question au sujet du témoignage de Chevron. Les représentants de cette société ont dit en réponse à une question que j'avais posée qu'il n'y avait rien de magique à propos du chiffre de 5 000 pieds de profondeur. Je me demandais si vous pouviez commenter cette affirmation. Il est évident que si vous avez insisté sur le peu de profondeur des eaux dans lesquelles vous forez, c'est que vous laissez entendre qu'il y a une différence.

M. McCloskey : Premièrement, ce chiffre n'a rien de magique. Je le reconnais.

La différence avec les forages que nous exécutons en eau peu profonde est qu'à cette profondeur, les systèmes hydrauliques qui activent les blocs d'obturation de puits fonctionnent très bien. En fait, le signal n'a pas à se rendre très loin.

En eau profonde, les entreprises ont essayé différentes méthodes pour activer les blocs d'obturation. Ces spécialistes ont probablement fait référence à un système acoustique ou à un mode automatique de fonctionnement. Je pense qu'il est même possible d'activer ces blocs à distance.

Dans notre situation, avec la profondeur de l'eau où nous forons, le système hydraulique fonctionne extrêmement bien parce que le signal hydraulique a une très courte distance à parcourir. Il est même possible qu'il fonctionne mieux que d'autres systèmes comme le système acoustique. En eau peu profonde, le bruit de fond du fonctionnement de l'équipement peut entraîner une interférence avec le système acoustique; par contre, en eau plus profonde, l'interférence est beaucoup plus faible et cette méthode est peut-être plus efficace.

Nous étudions toujours le mode d'activation et nous avons conclu que, pour notre environnement, et comme principale méthode d'activation, la méthode hydraulique était appropriée, mais si cette méthode ne fonctionne pas, nous avons un système de secours qui consiste en un véhicule commandé à distance. Dans le cas de la société Chevron, je peux comprendre que les responsables aient examiné ces différentes méthodes d'activation.

Le sénateur Seidman : Merci d'être venus. J'ai demandé à Chevron quel était son budget de recherche et développement, en particulier pour les cas de restauration; autrement dit, dans le pire scénario d'un déversement majeur. La question portait principalement sur la R-D dans le domaine du confinement et du nettoyage du pétrole. Ses représentants ont déclaré que BP avait l'intention de consacrer 500 millions de dollars de son budget de R-D à la restauration, et j'ai pensé que cela revenait un peu à fermer la porte de l'écurie une fois le cheval parti. Il semble que la R-D ait presque exclusivement visé la question des forages pétroliers.

Can you tell us something about the kind of R&D that your company engages in for this worst-case situation?

Mr. McCloskey: Certainly; over the last five years, Husky Oil has invested approximately \$30 million in R&D in Newfoundland and Labrador. Of that, approximately \$5 million was related to what I call "environmental subjects." These range from our support of the development of the single-vessel sites recovery system to projects looking at habitat for marine life. We support a seabird rehabilitation centre. Many of our employees and those who work on our supply vessels are volunteers and are trained to handle birds. We think it is important in the event there is a mishap.

That research broadly captures the areas we have investigated to date. We are open to looking at other investments in research and development — going to the previous senator's point — to improve technologies of recovery or containment. The challenge is finding the right investment vehicle and concept to invest in. We are happy to pursue that investment.

Senator Seidman: I have another question, but I know there is no time. You mentioned your tier-3 response plan. The witnesses that appeared on Tuesday indicated what happened in the Gulf is a tier-3-plus incident. I did not understand what your tier-3 response plan is.

Have I any time, chair, for an answer on that question?

The Chair: I have to deploy our time control preventer, TCP. We will have to pass because I want to give Senator Massicotte a chance, although he came late.

Make a comment because we almost addressed it a moment ago. I think it is only fair to Senator Seidman.

Mr. McCloskey: If there are any questions that we do not have an opportunity to respond to today, please send them to my attention and we will provide answers. I am more than happy to do that.

The Chair: Senator Massicotte, you have two minutes before I will deploy these preventers.

Senator Massicotte: I apologize for being late. I was stuck in another committee.

In follow-up to an earlier question, Canadian legislation is such that you are responsible for all damages caused by your oil spill. Does that responsibility also include economic damage, for example, to fishermen whose stocks are imperilled or to the hotel manager whose beach is polluted?

Pouvez-vous nous dire quelques mots au sujet du genre de R-D qu'effectue votre société pour ce genre de situation catastrophique?

M. McCloskey : Bien sûr. Ces cinq dernières années, Husky Oil a investi près de 30 millions de dollars en R-D à Terre-Neuve-et-Labrador. De ce montant, cinq millions de dollars environ étaient consacrés à ce que j'appelle les « aspects environnementaux ». Ces aspects vont d'un appui à la mise au point de systèmes de restauration des sites avec un seul navire aux projets touchant l'habitat marin. Nous finançons un centre de réhabilitation des oiseaux de mer. Un bon nombre de nos employés et de ceux qui travaillent sur nos navires d'approvisionnement sont des bénévoles formés pour s'occuper des oiseaux. Cela nous a paru important en cas d'accident.

Cette recherche porte, d'une façon générale, sur les domaines sur lesquels nous avons fait enquête. Nous sommes ouverts à l'idée d'orienter nos investissements sur d'autres sujets de recherche et développement — pour revenir à la remarque précédente du sénateur — dans le but d'améliorer les techniques de restauration ou de confinement. La difficulté consiste à trouver le type d'investissement approprié et l'idée dans laquelle il serait utile d'investir. Nous sommes heureux de poursuivre ce genre d'investissement.

Le sénateur Seidman : J'aimerais poser une autre question, mais je sais que le temps est écoulé. Vous avez parlé d'un plan de réponse de catégorie trois. Les témoins qui ont comparu mardi ont déclaré que ce qui était arrivé dans le Golfe était un accident de catégorie trois et plus. Je n'ai pas compris ce qu'était votre plan de réponse à un accident de catégorie trois.

Serait-il possible, monsieur le président, d'obtenir une réponse à cette question?

Le président : Il va falloir que je déclenche mon dispositif de contrôle du temps, le DCT. Nous allons devoir nous arrêter là parce que je veux donner la parole au sénateur Massicotte, même s'il est arrivé en retard.

Faites un commentaire, parce que nous avons presque abordé cette question, il y a un moment. Je crois que cela serait juste pour le sénateur Seidman.

M. McCloskey : S'il y a des questions auxquelles nous n'avons pas pu répondre aujourd'hui, n'hésitez pas à me les faire parvenir et nous vous fournirons des réponses. Je serai très heureux de le faire.

Le président : Sénateur Massicotte, vous avez deux minutes avant que je déclenche mon dispositif de contrôle.

Le sénateur Massicotte : Je vous demande d'excuser mon retard. J'ai été retenu à un autre comité.

Pour donner suite à une question précédente, la législation canadienne fait en sorte que vous êtes responsables de tous les dommages causés par votre déversement de pétrole. Cette responsabilité englobe-t-elle les dommages économiques, par exemple, ceux des pêcheurs dont les stocks sont en danger ou du gérant d'hôtel dont la plage est polluée?

Mr. McCloskey: I must admit that I am not absolutely clear. As the situation relates to fisheries, there is a compensation program to which we have already agreed. I am happy to revert on that.

Senator Massicotte: Can you come back with more information?

Mr. McCloskey: Certainly.

The Chair: Gentlemen, as you can see, there is great interest in this subject and we could continue all day. I have to move to the next witnesses, and I believe you gentlemen have to leave. By the way, you have been on television, and I am already receiving rave reports on your testimony. Thank you.

Honourable senators, Senator Greene Raine is filling in this morning.

Our witnesses for this second panel are from EnCana. We are pleased to welcome Malcolm Weatherston. He has been the Project General Manager of Deep Panuke with the Canadian Division, Atlantic Canada of EnCana Corporation since 2001. What was the corporate antecedent of EnCana?

Malcolm Weatherston, Project General Manager, Deep Panuke, Canadian Division, Atlantic Canada, EnCana Corporation: EnCana is the amalgamation of two previous entities, the Alberta Energy Company and PanCanadian Energy, both of which were headquartered in Calgary.

The Chair: Mr. Weatherston has more than 30 years of progressive experience in the offshore oil and gas industry. He has worked in engineering and construction management, strategic planning and overall project management in both the North Sea and Atlantic Canada. Since joining the project, he has advanced Deep Panuke through regulatory approval, the field centre bid competition, internal project sanction, the award of major contracts and the current construction phase of the project.

We also have William Zukiwski, who is the Drilling and Completions Superintendent with Deep Panuke. He joined the project in June 2009. Mr. Zukiwski has nearly 40 years of progressive experience in drilling operations in the oil and gas industry, both onshore and offshore. He has worked from the drill floor to the management level during his career on projects in North America, the Middle East, Africa, South America and Western Europe. He joined EnCana in 1997 to support drilling operations in Western Canada, western Newfoundland, and Nova Scotia.

I want to say for the record that you were present when our previous witnesses from Husky testified. We do not need to repeat the introductions of those present again. I had an opportunity to chat with Mr. Weatherston earlier this week. We will be enlightened by the time he finishes testifying. Thank you for appearing.

M. McCloskey : Je dois admettre que je n'en suis pas absolument sûr. Pour ce qui est de la pêche, il y a un programme d'indemnisation sur lequel nous nous sommes déjà entendus. Je serai heureux de revenir sur ce sujet.

Le sénateur Massicotte : Pourriez-vous nous fournir davantage d'information?

M. McCloskey : Certainement.

Le président : Messieurs, comme vous pouvez le constater, c'est un sujet qui nous intéresse beaucoup et nous pourrions continuer à en parler toute la journée. Nous devons passer à nos témoins suivants et je crois que ces messieurs doivent nous quitter. Je vous signale que vous êtes passés à la télévision et que je reçois déjà des commentaires élogieux au sujet de votre témoignage. Merci.

Honorables sénateurs, le sénateur Greene Raine remplace quelqu'un ce matin.

Les témoins du second groupe représentent EnCana. Nous avons le plaisir d'accueillir Malcolm Weatherston. Il est le gestionnaire général du projet Deep Panuke de la Division canadienne de la région du Canada atlantique d'EnCana Corporation depuis 2001. Quels sont les antécédents sociaux d'EnCana?

Malcolm Weatherston, gestionnaire général du projet, Deep Panuke, Division canadienne, Canada atlantique, EnCana Corporation : EnCana est la fusion de deux sociétés, l'Alberta Energy Company et PanCanadian Energy, qui avaient toutes deux leur siège à Calgary.

Le président : Monsieur Weatherston compte plus de 30 ans d'expérience dans le secteur du pétrole et du gaz extracôtier. Il a travaillé dans le génie, la gestion de la construction, la planification stratégique et la gestion générale de projet dans la mer du Nord et dans la région Atlantique du Canada. Depuis qu'il a intégré le projet Deep Panuke, il a obtenu l'autorisation réglementaire, lancé un appel d'offres pour le centre d'exploitation, obtenu l'approbation interne du projet, attribué les principaux contrats et démarré la phase de construction actuelle du projet.

Nous accueillons également William Zukiwski qui occupe le poste de surintendant, forage et complétion, dans le cadre du projet Deep Panuke. Il s'est joint au projet en juin 2009. M. Zukiwski compte près de 40 ans d'expérience dans les opérations de forage dans l'industrie pétrolière et gazière terrestre et extracôtier. Il a travaillé au niveau des opérations de forage jusqu'à la direction dans le cadre de projets en Amérique du Nord, au Moyen-Orient, en Afrique, en Amérique du Sud et en Europe de l'Ouest. Il est entré au service d'EnCana en 1997 pour appuyer les opérations de forage dans l'Ouest du Canada, dans l'ouest de Terre-Neuve-et-Labrador et en Nouvelle-Écosse.

Je tiens à préciser que vous étiez dans la salle lors des témoignages des témoins qui représentaient Husky. Il n'est pas nécessaire de présenter à nouveau ceux qui sont présents. J'ai eu une conversation avec M. Weatherston au début de la semaine. Nous serons éclairés d'ici la fin de son témoignage. Merci d'être venus.

Mr. Weatherston: Thank you for inviting me to speak to the committee this morning. I am the Project General Manager for Deep Panuke. With me today is William Zukiwski, one of our two drilling and completions superintendents, who is actively engaged in the project.

To provide a background on our project, we prepared an opening statement. Following that, we are happy to answer your questions.

EnCana is cognizant of the tragic circumstances in the Gulf of Mexico that led you to invite us here today. Eleven lives were tragically lost on the Deepwater Horizon. The environmental consequences of the oil spill are devastating. We wish to express our sympathies to the families and those who continue to suffer from the effects of this tragedy.

While I will be unable to offer any analysis today of the situation in the Gulf, I will be able to explain to you what EnCana is doing at the Deep Panuke project to ensure, to the best of our ability, that we have safe and reliable drilling and completion operations in our project.

To begin with background on the EnCana Corporation, the company developing the Deep Panuke project, to clear up any misconceptions the name "Deep Panuke" is somewhat misleading. The reality is that this project is located in approximately 45 metres of water. The rig we are currently using, the Rowan Gorilla III, rests on the seabed during our drilling and completions program.

EnCana is headquartered in Calgary, Alberta, with a regional office in Halifax, Nova Scotia, where Mr. Zukiwski and I work, which is the project office for the Deep Panuke development.

EnCana is an innovative natural gas producer that produces safely and responsibly, and provides energy used in communities across Canada and the United States. EnCana specializes in unconventional gas production, which means production from onshore resources, largely in Alberta, British Columbia, Wyoming, Colorado, Texas and Louisiana. Deep Panuke is the company's Canadian offshore development.

At Deep Panuke, safety is our core value, and we work diligently every day to ensure that a safe and sound environment is continually maintained. At EnCana, we have a guiding phrase, when it comes to safety: "If we can't do it safely, we won't do it."

The safety of individuals is paramount to the success of the Deep Panuke project, and nothing is more important than that. We are also constantly mindful of the potential effects to the environment from our operations.

The Deep Panuke project's goal is to prevent all incidents and accidents. Should they occur, EnCana makes every effort to mitigate the incident as rapidly as possible to prevent recurrence,

M. Weatherston : Merci de m'avoir invité à prendre la parole devant le comité ce matin. Je suis le gestionnaire général du projet Deep Panuke. Je suis accompagné aujourd'hui par William Zukiwski, un de nos deux surintendants de forage et complétion qui participe activement à la réalisation du projet.

Pour vous décrire le projet, nous avons préparé une déclaration préliminaire. Nous serons ensuite heureux de répondre à vos questions.

EnCana connaît les circonstances tragiques de l'accident survenu dans le golfe du Mexique qui vous ont amenés à nous inviter ici aujourd'hui. Onze vies ont été tragiquement perdues sur la plate-forme Deepwater Horizon. Le déversement de pétrole a des conséquences environnementales dévastatrices. Nous tenons à exprimer nos condoléances aux familles et à ceux qui continuent de souffrir des répercussions de cette tragédie.

Je ne suis pas en mesure aujourd'hui de vous présenter une analyse de la situation dans le Golfe, mais je peux par contre vous expliquer ce que fait EnCana dans le cadre du projet Deep Panuke pour s'assurer, dans la mesure du possible, que nos activités de forage et de complétion reliées à notre projet sont fiables et sécuritaires.

Pour commencer ma présentation générale d'EnCana Corporation, la société qui mène le projet Deep Panuke, je dois dire, pour éliminer tout malentendu, que le nom « Deep Panuke » est quelque peu trompeur. En réalité, ce projet se déroule à environ 45 mètres de profondeur. La plate-forme que nous utilisons actuellement, la Rowan Gorilla III, repose sur le fond de la mer pendant que nous exécutons notre programme de forage et de complétion.

Le siège d'EnCana est situé à Calgary, en Alberta; cette société possède un bureau régional à Halifax en Nouvelle-Écosse où M. Zukiwski et moi travaillons, qui est le bureau de projet de Deep Panuke.

EnCana est une société productrice de gaz naturel novatrice dont la production est axée sur la sécurité et la responsabilité. Elle fournit de l'énergie à des collectivités situées au Canada et aux États-Unis. EnCana est spécialisée dans la production gazière non conventionnelle, ce qui veut dire la production provenant de ressources à terre, principalement en Alberta, en Colombie-Britannique, au Wyoming, au Colorado, au Texas et en Louisiane. Deep Panuke est le projet canadien extracôtier de la société.

Pour Deep Panuke, la sécurité est notre valeur fondamentale et nous travaillons avec diligence tous les jours pour veiller à préserver en permanence un environnement sain et sécuritaire. À EnCana, nous avons une devise en matière de sécurité : « Si nous ne pouvons pas faire quelque chose de façon sécuritaire, nous ne le faisons pas ».

La sécurité des travailleurs est essentielle à la réussite du projet Deep Panuke et il n'y a rien de plus important que cela. Nous avons constamment à l'esprit les répercussions que peuvent avoir nos activités sur l'environnement.

Le but du projet Deep Panuke est d'empêcher tous les accidents, majeurs ou mineurs. Si un accident se produisait, la société EnCana ferait tout ce qu'elle peut pour en atténuer le plus rapidement

while minimizing the effect on the people, the environment and property. We take our environmental health and safety responsibilities seriously, and have developed programs, procedures and protocols that I will describe in more detail shortly.

The Deep Panuke project is located offshore, approximately 250 kilometres southeast of Halifax, Nova Scotia, and 47 kilometres west of Sable Island in approximately 44 metres to 45 metres of water depth. The Deep Panuke natural gas pool is located on the Scotian Shelf, and EnCana Corporation is the owner and operator of that Deep Panuke facility.

The Chair: Colleagues, I refer you to the map that was appended to the earlier witness's statement. It is not a detailed map, but it gives a relative sense of where Deep Panuke is as opposed to the Orphan Basin, where Chevron is, which is right off the chart.

Mr. Weatherston: Thank you, chair. Four existing wells were first drilled and cased during Deep Panuke's exploration phase between 2000 and 2003. At that time, the wells were drilled and suspended so that they could be re-entered later and converted into production wells. There is no extraordinary drilling at Deep Panuke. It is an infield development drilling and completions program, where the geology and the associated reservoirs are better defined than with exploration programs.

The Chair: I may have misheard you, sir, but I think you said there is no extraordinary drilling, but you meant to say exploratory — quite different words.

Mr. Weatherston: I apologize. Thank you.

The Chair: You were down to the drilling and completions program.

Mr. Weatherston: The drilling and completions program consists of drilling one new well and the re-entry and completion of four existing wells. The new well is for the safe disposal of hydrogen sulphide and carbon dioxide, which is a by-product of that process offshore.

Deep Panuke gas is "dry," which is oil and gas industry language for natural gas that is not associated with large volumes of free liquids such as condensate. The low volumes of condensate produced at the Deep Panuke facility will be treated offshore and used as a primary fuel source in the production field centre, PFC, which is the production platform for the project. Condensate is similar in consistency to naphtha, the fuel used in camp stoves, for example.

The market-ready natural gas from Deep Panuke will be transported via pipeline approximately 175 kilometres long to an interconnection with the Maritimes and Northeast Pipeline in Goldboro, Nova Scotia.

possible les répercussions afin d'empêcher qu'il ne se reproduise, tout en atténuant les effets sur les personnes, l'environnement et les biens. Nous prenons très au sérieux nos responsabilités en matière de sécurité et de santé environnementales, et nous avons mis au point des programmes, des procédures et des protocoles que je vais vous décrire de façon détaillée dans un instant.

Le projet Deep Panuke se déroule en mer, à environ 250 kilomètres au sud-est d'Halifax, en Nouvelle-Écosse, et à 47 kilomètres à l'ouest de l'île de Sable à une profondeur d'environ 44 ou 45 mètres. Le bassin de gaz naturel de Deep Panuke est situé sur le Plateau néo-écossais, et EnCana Corporation est la propriétaire exploitante de l'installation de Deep Panuke.

Le président : Chers collègues, je vous renvoie à la carte qui était annexée à l'exposé du témoin précédent. Ce n'est pas une carte détaillée, mais elle vous donne une idée d'où se trouve Deep Panuke par rapport au bassin Orphan, où se trouve Chevron, qui n'est pas sur la carte.

M. Weatherston : Merci, monsieur le président. Nous avons commencé par forer et tuber les quatre puits actuels au cours de la phase d'exploration de Deep Panuke entre 2000 et 2003. À l'époque, les puits ont été forés et ont été préparés pour que l'on puisse les utiliser plus tard comme puits de production. Il n'y a rien d'extraordinaire dans le forage qui s'effectue à Deep Panuke. C'est un programme de forage de développement et de complétions axé sur la mise en valeur d'un gisement, pour lequel la géologie et les réservoirs associés sont mieux définis que pour les programmes d'exploration.

Le président : Je vous ai peut-être mal compris monsieur, mais je pense que vous avez dit que le forage n'était pas extraordinaire alors que vous voulez dire exploratoire — deux mots très différents.

M. Weatherston : Excusez-moi. Merci.

Le président : Vous parliez du programme de forage et de complétions.

M. Weatherston : Le programme de forage et de complétions prévoit le forage d'un nouveau puits, la rentrée et la complétion des quatre puits existants. Le nouveau puits sera utilisé pour le stockage sécuritaire du sulfure d'hydrogène et du dioxyde de carbone, qui sont des sous-produits de l'extraction extracôtière.

Le gaz de Deep Panuke est « sec », ce qui veut dire dans le langage des hydrocarbures que c'est un gaz naturel qui n'est pas associé à de gros volumes de liquides libres comme des condensats. Le faible volume des condensats produits à l'installation de Deep Panuke sera traité en mer et utilisé comme principale source de combustible par le centre de production local, qui est la plate-forme d'exploitation du projet. Les condensats ont une consistance similaire à celle du naphte, le combustible utilisé pour les réchauds de camping, par exemple.

Le gaz naturel provenant de Deep Panuke est directement commercialisable et sera transporté par un gazoduc d'environ 175 kilomètres vers un point de connexion qui le reliera au pipeline des Maritimes et du nord-est des États-Unis, à Goldboro, en Nouvelle-Écosse.

All wells will have subsea trees, which are flow control modules and barriers affixed to the top of each well. A subsea pipeline isolation valve will also be located approximately 50 metres from the PFC. This valve can be activated to isolate all natural gas in the pipeline to the shore from the PFC and the production wells. We anticipate first gas from Deep Panuke will be in the second half of 2011.

I wanted to spend a little time with respect to the regulatory process in an attempt to demonstrate the rigour of our regulatory regime here in Canada.

The Chair: That is fine, as per our discussion. You will have to appreciate none of us is an engineering expert on drilling and exploration in the oil and gas field, but we have been able to figure out there is quite a difference between drilling for oil and drilling for natural gas. If there is an escape of oil, we obviously have the thick black oil slicks; whereas in the case of gas — I know this is an oversimplification — if it were to escape, basically there is not an environmental horror show. It evaporates into the environment, I think, but there is the condensate.

If you can make that distinction clear for us and for our report, that will be good. I know it seems simple to you, but it is important to us to understand what the risks are. We understand there is a flammability issue and the possibility of explosion, which is equally frightening to contemplate, given the number of folks who work on your installations. I think you see my point.

Mr. Weatherston: Chair, would you like me to answer that question?

The Chair: I do not see it in the rest of the submission and I do not think it will take you long. Then we will understand the regulatory process and the response plan a little better.

Mr. Weatherston: Allow me to try to do that. The gas field we are currently in is a normally pressured gas field, with very low levels of free liquids. The drilling takes place in 45 metres of water. The critical well control equipment that we have all spent a lot of time talking about — such as the BOPs, for example, and other secondary well control systems — is located on the rig itself. In our case, the critical hardware that we have been discussing is there and it is accessible by people on the rig, rather than being located subsea at the seabed.

In the event of a severe upset condition, a major gas release, the gas would permeate through the seabed if the release were at the seabed or from the BOP stack on the rig. That gas would be liberal and volatile, and would dissipate quickly into the atmosphere.

Tous les puits seront dotés de têtes de production sous-marines, qui sont des modules de réglage du débit et des dispositifs d'obturation fixés au sommet de chaque puits. Une vanne d'isolement de gazoduc sous-marine sera également installée à environ 50 mètres du centre de production. Cette vanne peut être activée pour isoler le gaz naturel se trouvant dans le gazoduc se rendant au rivage du centre de production et des puits de production. Nous prévoyons commencer à extraire le gaz de Deep Panuke au cours de la seconde moitié de 2011.

Je voulais parler un peu du processus de réglementation pour faire ressortir toute la rigueur du système réglementaire canadien.

Le président : C'est très bien, comme nous en avons déjà parlé. Vous devez comprendre que nous ne sommes pas des spécialistes en génie dans le domaine du forage et de l'exploration des hydrocarbures, mais nous avons réussi à comprendre qu'il y avait une grande différence entre les forages pétroliers et les forages de gaz naturel. S'il y a un déversement de pétrole, il se forme des nappes épaisses et noires de pétrole; alors que dans le cas du gaz — et je sais que je simplifie beaucoup — s'il y avait un déversement, ce ne serait pas une catastrophe environnementale. Le gaz s'évapore dans l'air, je crois, mais il reste les condensats.

Si vous pouviez bien expliquer cette différence pour nous et pour notre rapport, ce serait une excellente chose. Je sais que cela vous semble très simple, mais nous voulons vraiment comprendre quels sont les risques. Nous savons qu'il y a la question de l'inflammabilité et des risques d'explosion, éventualité tout aussi effrayante à envisager compte tenu du nombre de personnes qui travaillent sur vos plates-formes. Je crois que vous comprenez ce que je veux dire.

M. Weatherston : Monsieur le président, voulez-vous que je réponde à cette question?

Le président : Je ne crois pas que vous en parlez dans le reste de votre exposé, et je ne pense pas que cela vous prendra beaucoup de temps. Cela nous permettra de comprendre ensuite un peu mieux le processus de réglementation et le plan d'intervention.

M. Weatherston : Alors, je vais essayer de le faire. Le bassin gazier que nous allons exploiter est un bassin gazier où la pression est normale, avec un très faible niveau de liquides libres. Nous forons dans 45 mètres d'eau. L'équipement essentiel de contrôle des puits dont nous avons beaucoup parlé — comme les blocs d'obturation, par exemple, et les autres systèmes secondaires de contrôle de puits — se trouve sur la plate-forme. Dans notre cas, le matériel essentiel dont nous avons parlé se trouve là et les gens qui travaillent sur la plate-forme y ont accès parce qu'il n'est pas situé sur le fond marin.

En cas de problème grave, par exemple une émission de gaz importante, le gaz monterait du fond marin si l'émission se trouvait à ce niveau ou s'échapperait du bloc obturateur de puits situé sur la plate-forme. Ce gaz serait libéré et volatile et se dissiperait rapidement dans l'atmosphère.

Under those circumstances, the first and second levels of emergency response prevail. We contain the area, safely evacuate the personnel and seek to intervene in the most appropriate way to stop that flow in the shortest and safest way possible. I will ask Mr. Zukiwski later to describe in detail those control practices.

Associated with a gas release of that type, there are free condensates. In our case, the condensate is in small amounts. It is approximately 3.2 barrels of condensate per million cubic feet of gas liberated. The effect of that condensate, in simulations and tests we have done, is to lay a thin sheen on the water. This thin sheen is about 15-microns thick at the initial instance of a gas release and explosion. Quickly, within minutes, it dissipates to less than 1 micron. It is much like watching gasoline evaporate on water; that is the constituency of the product.

The Chair: That explanation is excellent. You were on page 5 at the regulatory approval process.

Mr. Weatherston: Again, this explanation may be wordy, and I apologize for that, but having read all the testimony of our peers I think it is worth trying to provide comfort and confidence in the rigour of the regulatory process under which we work in Canada.

There is extensive regulatory oversight for Deep Panuke. A comprehensive environmental assessment was completed for the project, and the project has been closely scrutinized by our regulators, the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board, CNSOPB, and the National Energy Board, through a development plan application and NEB filing in 2006 and subsequent joint hearings that took place through 2007.

Following the CNSOPB development plan approval and the conclusion of the environmental assessment, EA, process, two additional levels of authorization or approval are still required from the CNSOPB prior to commencing the Deep Panuke drilling and completions program.

First, the Drilling Program Authorization is required for the overall program; in our case, four re-entries of existing wells and the drilling of a new disposal well.

Second, separate well approvals are required for each well to be drilled or re-entered, and a separate program has to be submitted for each of those wells. Prior to receiving the Drilling Program Authorization, a series of regulatory requirements were met to address safety and environmental protection, including a safety plan, an environmental protection plan, an environmental effects monitoring plan and an emergency response plan. EnCana has also filed a comprehensive package to demonstrate evidence of financial responsibility in compliance with the regulatory requirements.

Dans ces circonstances, nous utilisons le premier et le deuxième niveau d'intervention d'urgence. Nous confignons le secteur, évacuons le personnel de façon sécuritaire et essayons d'intervenir de la meilleure façon possible pour arrêter cette émission de la façon la plus rapide et la plus sûre. Je vais demander à M. Zukiwski de décrire en détail un peu plus tard ces mécanismes de contrôle.

Avec une émission de gaz de ce genre, il y a des condensats libres. Dans notre cas, il y a peu de condensats. Il y a environ 3,2 barils de condensats par million de pieds cubes de gaz libéré. Dans les simulations et les tests que nous avons effectués, nous avons constaté que la libération de ces condensats crée une mince couche brillante sur l'eau. Cette mince couche a environ 15 microns d'épaisseur au moment de l'émission du gaz et de l'explosion. Rapidement, en quelques minutes, cette épaisseur tombe à moins d'un micron. C'est un peu comme si on regardait de l'essence s'évaporer sur l'eau; c'est la constitution du produit.

Le président : Voilà une excellente explication. Vous étiez à la page 5 du processus réglementaire d'approbation.

M. Weatherston : Encore une fois, cette explication est peut-être un peu longue et je vous prie de m'en excuser, mais j'ai lu tous les témoignages de nos pairs, je crois qu'il vaille la peine de souligner la confiance qu'on peut avoir relativement au processus réglementaire rigoureux qui est appliqué au Canada.

Le projet Deep Panuke fait l'objet d'une surveillance réglementaire élaborée. Ce projet a donné lieu à une évaluation environnementale globale et a été soigneusement examiné par nos organismes de réglementation, l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, l'OCNEHE, et l'Office national de l'énergie, au moyen d'une demande relative à un plan de développement, du dépôt de documents de l'ONE en 2006 et de la tenue d'audiences conjointes jusqu'en 2007.

À la suite de l'approbation du plan de développement de l'OCNEHE et des conclusions de l'évaluation environnementale, EA, il a fallu encore demander deux autres autorisations ou approbations à l'OCNEHE avant de démarrer le programme de forage et de complétion de Deep Panuke.

Premièrement, l'autorisation du programme de forage doit être obtenue pour l'ensemble du programme; dans notre cas, il s'agissait de quatre rentrées dans des puits existants et du forage d'un nouveau puits de refoulement.

Deuxièmement, il faut obtenir une approbation pour chaque puits foré ou rentré, et présenter un programme distinct pour chacun de ces puits. Avant d'obtenir l'autorisation du programme de forage, il faut répondre à une série de conditions réglementaires concernant la sécurité et la protection environnementales, notamment présenter un plan de sécurité, un plan de protection de l'environnement, un plan de suivi des effets environnementaux et un plan d'intervention d'urgence. EnCana a également déposé un ensemble complet de documents pour démontrer que ses moyens financiers étaient conformes à ce qu'exigeait la réglementation.

Finally, with respect to the Drilling Program Authorization, EnCana provided a Declaration of Operator declaring that the program and the facilities used for this program are fit for purpose, the related operating procedures are appropriate and the personnel are properly qualified and competent to undertake the work.

The final level of approval process for our drilling and completions program is a requirement to obtain an approval to drill a well or an approval to alter the condition of a well. The application for each well provided detailed information on the drilling and completions program itself and the well design.

Moving to safety, EnCana's safety culture is driven by EnCana's corporate responsibility policies, the EH&S principles and the EH&S management system.

The Chair: What is EH&S?

Mr. Weatherston: EH&S is environmental health and safety.

Specifically for our Deep Panuke offshore drilling and completions program, EnCana has clearly defined its EH&S program jointly with the company's rig contractor through a series of safety workshops held with our rig contractor and other offshore service providers. Prior to commencement of the drilling and completions program, we developed a safety theme. The safety theme is "Target Zero," meaning our target is zero lost time incidents and zero spills during this program. Working closely with our contractors, we developed the following "Safety Tenets" to best achieve the zero target: One — obviously important — safety is our core value; two, protect the environment and health and safety at all times; three — very important — obligation to stop unsafe work, acts or conditions; four, identify, assess, discuss and mitigate all risks. We can discuss the tools we use to do that in a moment. Five, there is always time to do it safely — do it safely or not at all; no short cuts. Finally, report all incidents and near misses.

All workers have obtained an obligation and responsibility to intervene to stop unsafe work as per the stop program implemented on the drilling rig. Workers are instructed not to wait until it is too late. Workers understand that their concerns will not be subject to repercussions, but rather, will be treated with encouragement and respect. Laminated wallet cards were issued to all project personnel that empower them to stop any unsafe work. These cards listed the aforementioned safety tenets. We brought cards with us today.

Enfin, pour ce qui est de l'autorisation du programme de forage, EnCana a déposé une déclaration d'exploitant dans laquelle la société affirmait que le programme et les installations utilisées pour le mettre en œuvre étaient adéquats, que les méthodes d'opération associées étaient appropriées et que le personnel était qualifié, compétent et capable d'effectuer le travail.

Le dernier niveau du processus d'approbation de notre programme de forage et de complétion est l'obligation d'obtenir l'approbation du forage d'un puits ou l'approbation de la modification d'un puits. La demande relative à chaque puits doit fournir des renseignements détaillés sur le programme de forage et de complétion ainsi que sur la conception du puits.

Pour ce qui est de la sécurité, la culture de sécurité d'EnCana est orientée par les politiques de responsabilité sociale d'EnCana, les principes en matière de SSE et le système de gestion de SSE.

Le président : Qu'est-ce que le SSE?

M. Weatherston : SSE désigne la santé et la sécurité environnementales.

Pour notre programme de forage et de complétion extracôtier Deep Panuke, EnCana a élaboré un programme de SSE bien défini en collaboration avec l'entreprise de forage choisie par la société, au cours d'une série d'ateliers sur la sécurité présentés par notre entreprise de forage et les autres fournisseurs de service extracôtiers. Avant de mettre en œuvre notre programme de forage et de complétion, nous avons décidé d'élaborer un thème pour la sécurité. Le thème de la sécurité est « Objectif zéro », ce qui veut dire que notre objectif est de n'avoir aucun incident entraînant un arrêt des activités et aucun déversement au cours du programme. En étroite collaboration avec nos entrepreneurs, nous avons élaboré les « devises de sécurité » qui nous permettront d'atteindre cet objectif zéro : premièrement — ce qui est évidemment important —, la sécurité est notre valeur fondamentale; deuxièmement, il faut protéger l'environnement, la santé et la sécurité en tout temps; troisièmement — très important —, il est obligatoire de cesser tout travail non sécuritaire ainsi que toute situation ou activité non sécuritaire; quatrièmement, il faut repérer, évaluer, analyser et atténuer tous les risques. Nous pouvons parler des outils que nous utilisons pour le faire à l'heure actuelle. Cinquièmement, il y a toujours suffisamment de temps pour travailler de façon sécuritaire — il faut travailler de façon sécuritaire ou ne pas faire le travail; pas de faux-fuyant. Enfin, il faut signaler tous incidents et quasi-incidents.

Tous les travailleurs sont tenus et ont la responsabilité d'intervenir pour arrêter tout travail non sécuritaire conformément au programme de cessation d'activités mis en œuvre sur la plateforme de forage. Les travailleurs ont été avertis du fait qu'il ne fallait pas attendre qu'il soit trop tard. Les travailleurs savent que leurs préoccupations n'auront pas de repercussions négatives pour eux et qu'en fait, ils seront traités avec respect et qu'on les encourage à agir de cette façon. Nous avons distribué à tout le personnel du projet des cartes de portefeuille laminées qui leur donnent le droit d'arrêter tout travail non sécuritaire. Les principes de sécurité que je viens de décrire sont reproduits sur ces cartes. Nous en avons apportées avec nous aujourd'hui.

The Chair: I am holding one up, as are you. I think you have circulated them to all members of the committee. This is interesting. Thank you.

Mr. Weatherston: The safety culture, coupled with the efforts of EnCana and Rowan onshore and offshore personnel have produced positive safety performance results since November 2009, which was the start of our re-completions campaign, with zero lost time incidents to date.

The Deep Panuke risk assessment and management program was established to identify and effectively manage EH&S risks during all phases of the project. EnCana believes that the recognition of risk is the first step toward reducing it. EnCana has conducted thorough and detailed risk assessments of all aspects of our current offshore drilling and completions program, including drilling, well re-entries, completions, well testing and well control activities.

The mitigating measures identified through these risk assessments are communicated to supervisory personnel on the drilling rig for reference on site where the work is being conducted. These measures are discussed and verified on site with the crews every shift using tools such as the permit to work system, job risk assessment, pre-job safety meetings and so on.

The Chair: You have used the term “well re-entries.” We have heard that during the exploration phase there is drilling of wells that, in many cases are plugged up, and you come back to them later. Is that what “well re-entry” refers to?

Mr. Weatherston: Yes.

The Chair: What is the process for plugging them up, and is there any risk there, or is that a no-brainer?

William Zukiwski, Drilling & Completions Superintendent, Deep Panuke, Canadian Division, Atlantic Canada, EnCana Corporation: If I may assist my colleague, when the wells were originally drilled, they were also cased and cemented. Before we take the drilling rig away, we place barriers inside the wells, which consist of mechanical barriers plus cement barriers. Those multiple barriers placed in the well allow a safe suspension of the well until access has to be regained. That is the re-entry of the well to complete it and bring it into production.

The Chair: Thank you.

Mr. Weatherston: EnCana's focus is safe drilling and completions operations at all times. These operations are directly supervised by EnCana personnel. The contracted drilling rig, Rowan Gorilla III, is provided by Rowan Companies, an experienced North Atlantic drilling contractor.

Le président : En voici une, et vous en avez une également. Je crois que vous l'avez distribuée à tous les membres du comité. C'est intéressant. Merci.

M. Weatherston : Notre culture de sécurité, combinée aux efforts qu'a déployés le personnel à terre et en mer d'EnCana et de Rowan ont donné des résultats très positifs en matière de rendement de la sécurité depuis novembre 2009, qui a marqué le début de notre campagne de nouvelles complétions. Jusqu'ici, aucun incident n'a entraîné un arrêt des travaux.

Le programme d'évaluation et de gestion du risque de Deep Panuke a été élaboré dans le but de repérer et de gérer efficacement tous les risques de SSE pendant toutes les phases du projet. EnCana croit qu'il faut d'abord reconnaître qu'un risque existe pour pouvoir ensuite l'atténuer. EnCana a procédé à des évaluations du risque approfondies et détaillées portant sur tous les aspects de notre programme de forage et de complétion extracôtier actuel, y compris le forage, les rentrées de puits, les complétions, les tests de puits et les activités de contrôle de puits.

Les mesures d'atténuation relevées au cours de ces évaluations du risque sont transmises au personnel de surveillance de l'équipement de forage sur le site où s'effectuent les travaux. Ces mesures sont analysées et vérifiées sur les lieux avec les travailleurs, à chaque quart de travail, en utilisant des moyens comme le système d'autorisation de travailler, l'évaluation du risque d'une activité, les réunions sur la sécurité préalables au travail et le reste.

Le président : Vous avez utilisé l'expression « rentrées de puits ». Nous avons également entendu dire que pendant la phase d'exploration, des puits sont forés, et bien souvent ensuite obturés pour pouvoir y revenir plus tard. Est-ce bien à cela que fait référence l'expression « rentrées de puits »?

M. Weatherston : Oui.

Le président : Quel est le processus à suivre pour obturer le puits, et y a-t-il un risque, ou est-ce une question stupide?

William Zukiwski, surintendant, Forage et complétion, Deep Panuke, Division canadienne, Canada atlantique, EnCana Corporation : Si je peux aider mon collègue, lorsque les puits sont forés initialement, ils sont également tubés et cimentés. Avant de déplacer l'appareil de forage, nous plaçons des barrières à l'intérieur des puits qui comprennent des barrières mécaniques et des barrières en ciment. Le fait de placer plusieurs barrières dans le puits permet d'en suspendre l'utilisation de façon sécuritaire en attendant qu'il soit remis en activité. C'est ce qu'on appelle la rentrée du puits dans le but de le compléter et de le mettre en production.

Le président : Merci.

M. Weatherston : EnCana privilégie en permanence la sécurité dans ses opérations de forage et de complétion. Ces opérations sont directement supervisées par le personnel d'EnCana. L'équipement de forage loué, Rowan Gorilla III, est fourni par Rowan Companies, une entreprise de forage dans l'Atlantique Nord qui a beaucoup d'expérience.

To date, we have completed the conversion of one re-entry well and are working to complete the second re-entry well. In addition, one new well has been drilled and completed, that being our disposal well. Well-control training specific to EnCana's Deep Panuke's project was presented to all crew members, supervisors and Rowan Gorilla personnel prior to commencement of the project. Refresher training for unique scenarios that may be encountered in the well entries is conducted using simulators that mimic the operation being conducted. Crews are taught blowout prevention and well-control techniques.

When the existing wells are re-entered, the wellbore has a minimum of two, and up to three, of the following safety barriers in place between the reservoir and the drill floor.

First, a weighted brine — sodium chloride — completion fluid exerts a pressure in the wellbore higher than the gas reservoir pressures.

Second, a system of hydraulic valves at surface under the drill rig floor called blowout preventers can close around any size of pipe in the BOP or an open hole and stop the flow from the well. Blowout preventers are installed before any critical pressure work is commenced on the well. All work on each well takes place through the blowout preventer stack. The blowout preventer stack can be controlled from two remote locations on the drill rig if an emergency occurs.

Third, a fail-safe subsurface safety valve is also installed in the production tubing string — fail-safe meaning it will stay open only when positive hydraulic pressure is applied to it from the surface through a line from the drilling rig or in production operation from the production facility itself. Otherwise, it will shut down by default.

At no time in the Deep Panuke project is there an uncontrolled direct path for gas to flow to the surface. It should be noted the blowout preventer stack is located on the drill rig, not on the seabed, making access and maintenance much easier. Closing time for blowout preventers is much quicker than if the blowout preventer were located on the seabed.

The Chair: Is that because of the difference between oil production and discovery, and gas?

Mr. Zukiwski: That is a good question. The difference between the surface blowout preventer is the location of the blowout preventer stack at surface versus a subsea blowout preventer stack, which is on the seabed. The reaction time to close the blowout preventer when it is on surface is far shorter.

The Chair: We understand that. The point is whether they could have the blowout preventer on the oil rigs at the surface like you do.

Jusqu'ici, nous avons terminé la conversion d'un puits de rentrée et sommes en train d'en terminer un second. De plus, nous avons foré un nouveau puits, notre puits de refoulement, qui a été complété. L'ensemble du personnel, les surveillants et le personnel de Rowan Gorilla ont fait l'objet, avant le commencement du projet, d'une formation spécialisée en contrôle des puits particulière au projet Deep Panuke d'EnCana. Nous fournissons également une formation de perfectionnement concernant les cas particuliers que l'on peut rencontrer dans les rentrées de puits, à l'aide de simulateurs qui reproduisent les activités à exercer. On enseigne aux équipes quelles sont les techniques de prévention des éruptions et de contrôle des puits.

En cas de rentrées dans des puits existants, le trou de sonde comporte un minimum de deux, parfois trois, barrières de sécurité entre le réservoir et le plancher de forage.

Premièrement, il y a un fluide de complétion à base de saumure à haute pression — chlorure de sodium — qui exerce dans le trou de sonde une pression supérieure à la pression existante dans le réservoir de gaz.

Deuxièmement, il y a, à la surface en dessous du plancher de l'équipement de forage, des vannes hydrauliques qu'on appelle des blocs d'obturation de puits qui sont assez puissants pour bloquer n'importe quel tuyau se trouvant dans le bloc d'obturation de puits ou un trou ouvert pour empêcher tout écoulement à partir du puits. Les blocs d'obturation de puits sont installés avant que débutent les travaux essentiels sous pression sur le puits. Tout le travail effectué dans les puits passe par le bloc d'obturation de puits. Ce bloc d'obturation de puits peut être contrôlé à distance, à partir de deux endroits situés sur la plate-forme de forage en cas d'urgence.

Troisièmement, une vanne de sécurité subsurface à sécurité positive est également installée dans le tube de production — sécurité positive veut dire que le tube ne demeure ouvert que lorsqu'on lui applique une pression hydraulique positive à partir de la surface à l'aide d'un tuyau se trouvant sur l'appareil de forage, ou en mode production, sur l'installation de production. Dans le cas contraire, la vanne se ferme par défaut.

Dans le projet Deep Panuke, il n'y a jamais de conduite directe non contrôlée par laquelle le gaz pourrait se rendre à la surface. Il convient de noter que le bloc d'obturation de puits est situé sur la plate-forme de forage, et non pas sur le fond marin, ce qui en facilite l'accès et l'entretien. Il est beaucoup plus rapide de fermer ces obturateurs de puits que ceux qui se trouvent sur le fond marin.

Le président : Est-ce à cause de la différence qui existe entre la production et la découverte de pétrole et celles du gaz?

M. Zukiwski : C'est une bonne question. La différence qu'il y a avec un obturateur de puits de surface est que ce dispositif est situé en surface alors que le bloc d'obturation de puits sous-marin se trouve sur le fond marin. Il est beaucoup plus rapide de fermer l'obturateur de puits lorsque celui-ci se trouve à la surface.

Le président : Nous comprenons cela. Je me demande si les plates-formes pétrolières ne devraient pas également installer un obturateur de puits à la surface, comme vous le faites.

Mr. Zukiwski: In some cases they do, but in deepwater operations, it is not possible to do that. It would require an extremely high pressure riser and that technology for extremely deepwater operations does not exist yet.

Senator Massicotte: What is the difference in response time? Is it seconds, minutes or hours?

Mr. Zukiwski: It is seconds, and there is a set of worldwide standards by API Standards that can be referenced for the timings required for surface blowout preventers to close and also subsea blowout preventers to close. That document is *API RP 53, Recommended Practices for Blowout Prevention Systems for Drilling Wells*.

Senator Raine: What happens if there is a break in the line between the rig and the gas reservoir?

The Chair: In the riser?

Mr. Weatherston: In the water column.

Mr. Zukiwski: If there is a break in that line, we have our subsurface safety valve that closes. In addition, there are other hydrostatic means. We have a fluid barrier, which is the drilling fluid or completion fluid, which is also considered a barrier. If that barrier has a high enough hydrostatic pressure, it will overbalance the reservoir pressure and retain the gas at the bottom of well. You will see no gas to surface.

Mr. Weatherston: During drilling and completion operations at Deep Panuke, emergency response training exercises are conducted regularly on the drilling rig, for hydrogen sulphide release, evacuation, man-overboard and fire and well control. Competency of crew members is continuously assessed by supervisors throughout the exercise, and the frequency of training exercises is increased as required. Continuous improvement in response times continue to be observed.

To ensure that crews returning from days off are reacquainted with safety and evacuation procedures, training exercises are always conducted shortly after crew changes. Newcomers to the rig must go through a full safety and well-control orientation as well as a detailed rig orientation before they can commence working.

With respect to the emergency spill response, the Deep Panuke project has developed an emergency management plan and a spill response plan that provide effective and consistent responses to any emergency situation that may arise during the course of the Deep Panuke drilling, completion, testing, installation, construction, production and operations phases. The plan clearly outlines the means to initiate and organize the appropriate response and by whom to reduce the effects of the emergency situation initially and during the course of an emergency event.

M. Zukiwski : Dans certains cas, cela se fait, mais lorsqu'il s'agit d'un forage en eau profonde, cela n'est pas possible. Il faudrait un tube prolongateur capable de résister à une très forte pression, et cette technologie n'existe pas encore pour ce qui est des activités de production en eau très profonde.

Le sénateur Massicotte : Quelle est la différence sur en ce qui a trait au temps de réaction? S'agit-il de secondes, de minutes ou d'heures?

M. Zukiwski : De secondes, et il existe un ensemble de normes mondiales établies par API Standards auquel on peut se référer pour les délais nécessaires à la fermeture d'un obturateur de puits de surface et également pour les obturateurs de puits sous-marins. Ce document s'intitule *API RP 53, Recommended Practices for Blowout Prevention Systems for Drilling Wells*.

Le sénateur Raine : Que se passe-t-il en cas de rupture de la conduite qui va de la plate-forme au réservoir de gaz?

Le président : Dans le tube prolongateur?

M. Weatherston : Dans la colonne d'eau.

M. Zukiwski : S'il y a une rupture de cette conduite, la vanne de sécurité subsurface se ferme. Il y a en outre d'autres mécanismes hydrostatiques. Nous avons une barrière liquide, qui est composée de liquide de forage ou de complétion, ce qui est également considéré comme constituant une barrière. Si cette barrière exerce une pression hydrostatique suffisamment forte, celle-ci sera supérieure à la pression existant à l'intérieur du réservoir et permettra de bloquer le gaz au fond du puits. Aucun gaz n'apparaîtra à la surface.

M. Weatherston : Pendant les opérations de forage et de complétion effectuées à Deep Panuke, nous effectuons régulièrement des exercices de formation en intervention d'urgence sur la plate-forme de forage, pour les cas de rejet de sulfure d'hydrogène, d'évacuation, d'homme à la mer, d'incendie et de contrôle de puits. La compétence des membres des équipes est régulièrement évaluée par les surveillants au cours de l'exercice, et il est possible d'augmenter la fréquence des exercices de formation en cas de besoin. Nous constatons régulièrement une amélioration des temps de réaction.

Pour être sûr que les équipes qui reviennent de congé connaissent bien les procédures de sécurité et d'évacuation, nous effectuons toujours des exercices peu après un changement d'équipe. Les nouveaux arrivants doivent assister à une séance d'orientation axée sur la sécurité et le contrôle des puits, et ils doivent également assister à une séance d'information sur la plate-forme de forage, avant de commencer à travailler.

Pour ce qui est de l'intervention d'urgence en cas de déversement, le projet Deep Panuke a élaboré un plan de gestion d'urgence et un plan de réaction à un déversement qui prévoient des mesures efficaces et cohérentes adaptées à toute situation d'urgence qui peut se produire au cours des phases de forage, de complétion, d'essai, d'installation, de construction, de production et d'opération du projet Deep Panuke. Le plan décrit clairement les mesures à prendre, et structure la réponse appropriée; il précise quelles sont les personnes chargées de réduire, dès le départ et par la suite, les effets de la situation d'urgence.

The plan also provides clear communication and exchange of information, strict accountabilities and the pre-establishment for planning and logistical support for any accident. The plan ensures an effective use of resources during an emergency.

All personnel undertaking either core or support roles have received training as to their roles and responsibilities, including periodic mock exercises to practice the team response under simulated scenarios.

In conclusion, for all Deep Panuke operations, safety and the protection of the environment are our core values. Risks have been studied extensively, and risk assessments have been used to design and build numerous safety measures into every aspect of the project.

The Deep Panuke project's overarching goal is to prevent incidents and, where necessary, mitigate any incident as rapidly as possible while minimizing the impact to people, the environment and property.

We are fully committed to safe offshore operations. Deep Panuke is not an offshore exploration program. Offshore operations at Deep Panuke represent the development of a known natural gas reservoir in the shallow waters off Nova Scotia.

There is extensive regulatory oversight for the Deep Panuke through the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board and the National Energy Board. We welcome the involvement of the regulators, and we will cooperate fully with any additional direction provided by them in the days to come.

We thank you for listening to us today.

The Chair: Thank you. I will proceed directly to questioning because of our time. In the gas operations off Nova Scotia, we understand you are a major operator but is Exxon Mobil also in that area? Are you the main two companies?

Mr. Weatherston: At the moment, yes, we are. There is the Sable development.

The Chair: Exxon Mobil is not in Deep Panuke. It is at Sable.

Mr. Weatherston: It is at the Sable field development.

The Chair: That is not on Sable Island, but in the area.

Mr. Weatherston: It is in the area of Sable Island, as are we. Their development somewhat covers the northeast and northwest flank of Sable Island.

Senator Raine: I am a substitute on the committee, but I have many questions.

Is this project your only offshore gas drilling operation?

Mr. Weatherston: For EnCana Corporation currently, this is our only offshore gas development.

Le plan prévoit également un système clair de communication et d'échange d'information; il fixe avec précision les responsabilités et prévoit une planification et un appui logistique en cas d'accident. Grâce à ce plan, les ressources sont utilisées de façon efficace en cas d'urgence.

Tout le personnel qui exerce des tâches essentielles ou de soutien reçoit une formation au sujet de ses rôles et responsabilités, et participe à des exercices de simulation périodiques de façon à entraîner l'équipe à intervenir lors de différentes situations.

En conclusion, toutes les activités de Deep Panuke s'exercent conformément à nos valeurs fondamentales, à savoir la sécurité et la protection de l'environnement. Nous avons étudié les risques de façon détaillée et utilisé les évaluations du risque pour concevoir et élaborer de nombreuses mesures de sécurité touchant tous les aspects du projet.

Le but général du projet Deep Panuke est d'éviter les incidents et, lorsque cela est nécessaire, d'en atténuer les effets aussi rapidement que possible, tout en minimisant leurs répercussions sur les personnes, l'environnement et les biens.

Nous sommes entièrement engagés à assurer la sécurité des opérations extracôtières. Deep Panuke n'est pas un programme d'exploration extracôtier. Les opérations extracôtières de Deep Panuke consistent à développer un réservoir de gaz naturel connu dans des eaux peu profondes situées au large de la Nouvelle-Écosse.

Le projet Deep Panuke fait l'objet d'une surveillance réglementaire élaborée de la part de l'OCNEHE et de l'Office national de l'énergie. Nous appuyons l'intervention des autorités de réglementation et nous appliquerons intégralement toute directive supplémentaire qu'elles pourraient nous fournir à l'avenir.

Nous vous remercions de nous avoir écoutés aujourd'hui.

Le président : Merci. Je vais passer directement aux questions à cause du peu de temps que nous avons. Pour ce qui est de l'exploitation du gaz au large de la Nouvelle-Écosse, nous savons que vous êtes le principal exploitant, mais n'y a-t-il pas également Exxon Mobil qui travaille dans ce secteur? Êtes-vous les deux principales sociétés?

M. Weatherston : À l'heure actuelle, oui, c'est le cas. Il y a le site Sable.

Le président : Exxon-Mobile ne travaille pas au projet Deep Panuke. Il est au site Sable.

M. Weatherston : Cette société s'occupe du développement du site Sable.

Le président : Ce n'est pas à l'île de Sable, mais dans le secteur.

M. Weatherston : C'est dans le secteur de l'île de Sable, comme nous le sommes. Leurs activités s'exercent sur le côté nord-est et nord-ouest de l'île de Sable.

Le sénateur Raine : Je suis une remplaçante, mais j'ai beaucoup de questions.

Ce projet est-il votre seule opération de forage gazier extracôtier?

M. Weatherston : À l'heure actuelle, pour EnCana Corporation, c'est notre seule activité de production de gaz extracôtier.

Senator Raine: Do you see it as a prototype for other gas fields offshore in Canada, and where would they be located?

Mr. Weatherston: Speaking for a moment about EnCana's corporate vision, EnCana Corporation has moved progressively towards establishing a major leading position in onshore North America. The interests of EnCana progressively have come in the exploitation of unconventional gas reserves, which are the shale gas reserves that we hear so much about, and their interests continue to focus on that development and their longer term vision for the corporation.

Senator Raine: Can you explain more about the disposal well? Does this differ? I understand that in this case, you are putting things down into the ground, so are the blowout preventers used in the same fashion?

Mr. Weatherston: Yes; in fact, we are pleased and proud of our approach with respect to the process in this facility offshore. We received a great deal of support and kudos from our environmental colleagues and green colleagues with respect to the design of this project.

Without taking too long, the disposal well is located about one kilometre or a kilometre and a half away from the proposed field centre. The disposal well is drilled to a depth of 2,400 metres. It is quite a depth but much less than the depth of the actual gas-producing reservoirs. The intent of that is to put H₂S and CO₂ — greenhouse gas — in single phase compression back down into the structure at source. The benefit of this approach is that we do not need a sulphur plant onshore or a large ecological environmental footprint. The process, as currently designed, produces sales-quality gas right off the platform. All these things are stripped offshore and disposed of offshore in a safe and environmentally friendly way. Sales-quality gas is transmitted to shore without the necessity of any onshore facilities whatsoever.

Senator Seidman: Good morning, gentlemen, and thank you for being here.

This is the first time that we are hearing about gas specifically because we have been discussing oil. There is a lot to try to understand in terms of how it all works. I know that when a gas leak occurs due to a break in the pipeline, there is great fear of an explosion. For example, when that happens in Montreal, where I live, they close all the streets down for hours until they deal with it.

I am trying to understand what would happen. We have talked a lot about level-1, level-2 and level-3 emergencies. We have a level-3 emergency in the Gulf of Mexico. How combustible or how unstable is the gas in the first instance when a break in the pipeline or in the water occurs? How combustible is the disposal well? Is it unstable? I am trying to understand the equivalent potential catastrophic event and how well we might be prepared for that event?

Le sénateur Raine : Voyez-vous là un prototype pour les autres réservoirs de gaz extracôtier situés au Canada? Où seraient-ils situés?

M. Weatherston : Si je peux dire quelques mots au sujet de la vision de la société EnCana, je dirais qu'EnCana Corporation s'est progressivement placée dans une position de chef de file pour ce qui est de l'exploitation des hydrocarbures à terre en Amérique du Nord. EnCana s'est progressivement intéressée à l'exploitation des réserves de gaz non conventionnelles, qui sont les réserves de gaz de shale dont nous entendons tellement parler. Cette société continue à s'intéresser à ce développement et à sa vision à long terme.

Le sénateur Raine : Pourriez-vous nous en dire davantage au sujet du puits de refoulement? En quoi est-il différent? Je crois savoir que dans ce cas-ci, vous mettez des choses dans la terre, et je me demande si les blocs d'obturation de puits sont utilisés de la même façon?

M. Weatherston : Oui; en fait, nous sommes heureux et fiers de l'approche que nous avons adoptée pour ce qui est du processus utilisé dans cette installation extracôtière. Nous avons obtenu beaucoup d'appui et de félicitations de nos collègues de l'environnement et des énergies vertes pour ce qui est de la conception de ce projet.

Sans aller trop dans les détails, le puits de refoulement est situé à environ un kilomètre ou un kilomètre et demi du centre de production proposé. Le puits de refoulement est foré à une profondeur de 2 400 mètres. C'est toute une profondeur, mais elle est quand même bien inférieure à celle des réservoirs producteurs de gaz. L'idée est d'envoyer le H₂S et le CO₂ — les gaz à effet de serre — après compression monophasée dans la structure d'origine. L'avantage de cette technique est que nous n'avons pas besoin de construire une usine de traitement du soufre à terre et que cela réduit l'empreinte environnementale. De la manière dont notre méthode est conçue à l'heure actuelle, elle produit du gaz commercialisable immédiatement à la plate-forme. Toutes ces substances sont rectifiées sur place et stockées de façon sécuritaire et favorable à l'environnement. Le gaz prêt à vendre est transmis à terre sans qu'on ait besoin de construire quelque usine que ce soit à terre.

Le sénateur Seidman : Bonjour à vous messieurs, et merci d'être ici.

C'est la première fois qu'on nous parle précisément du gaz, parce que, jusqu'ici, il était question de pétrole. Il y a beaucoup de choses à comprendre en ce qui a trait au fonctionnement. Je sais que lorsqu'il y a une fuite de gaz à cause de la rupture d'un gazoduc, on craint principalement qu'il y ait explosion. Par exemple, lorsque cela se produit à Montréal où j'habite, la municipalité ferme toutes les rues pendant des heures jusqu'à ce que le problème soit réglé.

J'essaie de comprendre ce qui arriverait. Nous avons beaucoup parlé des urgences de niveaux 1, 2 et 3. L'urgence dans le golfe du Mexique est de niveau 3. Dans quelle mesure le gaz est-il combustible ou instable dans le premier cas lorsque survient un bris dans le pipeline ou dans l'eau? Dans quelle mesure le puits de refoulement est-il combustible? Est-il instable? J'essaie de comprendre à quoi ressemblerait une catastrophe équivalente et à quel point nous serions prêts à y faire face.

Mr. Zukiwski: If I may answer, chair, I remind everybody that safety is paramount with EnCana Corporation, and most certainly, there is a danger with gas. We have multiple gas detectors on the drilling rig that sense the minute levels of methane gas in most natural gas and hydrogen sulphide gas, which is a small component of the gas that we produce. If there is the smallest of leak at surface, we will be able to detect that leak and the location of the leak in its close vicinity. As a result, we can immediately shut down the operation; activate mechanical barriers, such as the blowout preventers or sub-surface valves; and close off any flow to prevent any possible explosion that could occur.

You asked a question about the disposal well. When we inject gas into the disposal well, we have our sub-sea Christmas tree of valves on the ocean floor that are remotely controlled from surface and are able to be controlled from the seabed.

These valves on the Christmas tree structure, in the event that there is a leak from the production facility or in the pipeline, can be activated remotely as well. They are also fail-safe valves such that if we happen to lose hydraulic pressure to those valves, the loss is spring-loaded and the valve will close immediately. The down-hole sub-surface safety valve will close immediately to stop any flow of gas.

Senator Seidman: Are you telling us that there is no equivalent type of catastrophic event with gas compared to what we see in the Gulf today with oil? I am trying to understand whether there is an equivalent. If the fail-safes are such that they detect and shut down the gas, does it mean that we could not see the same kind of catastrophic event with gas?

Mr. Zukiwski: We must remember the preventive measures we have taken to install the additional barriers at the seabed and in the production tubing strings to prevent the flow of gas or uncontrolled release of gas to surface. It is with those preventive measures and those pieces of equipment that we can stop those releases. To have multiple failures of those pieces of equipment at one time is highly unlikely.

Further to that question on the sensing of any leak in a gas system, we have an emergency response plan in place on the drilling rig, or what will come later in our production facility that will be activated. When we activate that emergency response plan, the people are mustered to a safe area and, if the gas leak is substantial, we will evacuate the facilities and activate emergency response and additional barriers to close off the gas and prevent it from coming any further.

Senator Frum: I have two separate questions in pursuit of the magic number for how deep is too deep. Can you characterize the magnitude of the risk differential at two operations; one with a blowout preventer on the surface and one with a blowout preventer at deep water levels?

M. Zukiwski : Si je peux répondre, monsieur le président, je rappelle à tous que la sécurité est primordiale chez EnCana Corporation, et le gaz présente très certainement un danger. Il y a de nombreux détecteurs de gaz sur la plate-forme de forage qui détectent les traces infimes de méthane dans une grande partie du gaz naturel et du sulfure d'hydrogène, qui est une petite fraction du gaz que nous produisons. S'il y a la moindre fuite à la surface, nous serons en mesure de la détecter et de déterminer d'où elle provient. Ainsi, nous pouvons immédiatement cesser les activités, activer les barrières mécaniques, comme les blocs obturateurs de puits ou les vannes de sécurité de fond, et bloquer toute circulation pour prévenir toute explosion éventuelle.

Vous avez posé une question au sujet du puits de refoulement. Lorsque nous injectons du gaz dans le puits de refoulement, notre avons un arbre de Noël sous-marin situé dans le fond océanique et dont les valves sont contrôlées à distance à la surface, mais elles peuvent aussi être contrôlées à partir du fond océanique.

Ces valves situées sur l'arbre de Noël peuvent être activées à distance également s'il y avait une fuite dans l'unité de production ou dans le pipeline. Il y a aussi des valves à sécurité intégrée, de sorte que si nous perdons la pression hydraulique qu'il y a dans ces valves, la perte active un ressort et la valve se ferme immédiatement. La vanne de sécurité de fond sous-marine se fermera immédiatement pour arrêter toute fuite de gaz.

Le sénateur Seidman : Êtes-vous en train de nous dire qu'il n'y a aucun type de catastrophe équivalent concernant le gaz comparé à ce que nous voyons dans le golfe aujourd'hui avec le pétrole? J'essaie de comprendre s'il y a un équivalent. Si les valves à sécurité intégrée peuvent détecter les fuites de gaz et les arrêter, cela veut-il dire que nous ne pourrions pas être témoins du même genre de catastrophe avec le gaz?

M. Zukiwski : Il faut se rappeler les mesures de prévention que nous avons prises pour installer les barrières additionnelles dans le fond océanique et le tubing de production pour prévenir la circulation de gaz ou l'émission incontrôlée de gaz à la surface. C'est grâce à ces mesures de prévention et à ces appareils que nous pouvons mettre fin aux émissions. Il est très improbable que ces appareils aient de nombreuses défaillances en même temps.

Pour faire suite à la question concernant la détection de toute fuite dans un réseau de gaz, nous avons mis en place un plan d'intervention en cas d'urgence sur la plate-forme de forage et un plan sera mis à exécution plus tard dans notre installation de production. Lorsque nous mettons à exécution ce plan d'intervention en cas d'urgence, les gens se rassemblent dans une zone sécuritaire et, si la fuite de gaz est importante, nous évacuons les installations et nous déclenchons une intervention en cas d'urgence, puis des barrières additionnelles se ferment pour éviter que le gaz ne se répande plus loin.

Le sénateur Frum : J'ai deux questions distinctes dans le but de connaître le chiffre magique, à savoir à partir de quelle profondeur est-ce trop profond. Pouvez-vous qualifier l'ampleur du risque dans deux exploitations; l'une qui dispose d'un bloc obturateur de puits à la surface et l'autre qui dispose d'un bloc obturateur de puits en eaux profondes?

Mr. Zukiwski: If I may answer, chair, that is a good question. We follow the analogy that if we can see the piece of equipment in front of us, it is a lot easier to know whether we have a leak or failure. We have a responsibility to monitor the safety of this equipment, its operational procedures and the preventive maintenance that occurs to that equipment.

When the equipment is at surface, it allows us greater opportunity to provide and conduct preventive maintenance as required. When we function-test that blowout preventer, we can see to know that the blowout preventer is functioning by indications on the preventer. We pressure-test the blowout preventer every two weeks and function-test daily. We can look at the preventer to determine whether we have a leak. We monitor pressure by gauges and charts but being able to see it is so much better.

Senator Frum: My question at the other end of the scale is about the human element. We spend most of our time talking about the technical element, and you stress that in your safety card number 3. What policies do you have for the crew regarding the use of drugs and alcohol? Is that an issue or do you have corporate policies?

Mr. Zukiwski: EnCana Corporation is extremely serious about drugs and alcohol. We have a drug and alcohol policy. As well, all the contractors who work for us have drug and alcohol policies. Our drilling contractor has up to 54 men on our installation most of the time — our largest contractor. The contractor is extremely stringent, and there is zero tolerance of any drugs or alcohol.

When we transport people to the drilling rig, any smell of alcohol on anyone will be noticed when they arrive at the helicopter. They are not allowed to board. They are also likely to be discharged immediately from their position by their companies.

There is zero tolerance for drugs and alcohol.

Senator Frum: How often does that happen?

Mr. Zukiwski: We check everyone every time. How often does it happen that we have people caught under the influence of drugs and alcohol? We have not had a case of drugs or alcohol in our operation on the East Coast of Canada during this time period.

The Chair: That is a good point. Senator Lang had a point of clarification, as well as Senator Frum's question. You have time for both.

Senator Lang: For clarification on the drug and alcohol policy, are drug tests taken on a regular basis?

Mr. Zukiwski: Yes, our drilling contractor undergoes drug and alcohol tests at specified frequencies.

Senator Lang: In your presentation, you said you have operations in Louisiana. Is this your only offshore operation in the world?

M. Zukiwski : Si je peux répondre, monsieur le président, c'est une bonne question. Nous sommes d'avis que si nous pouvons voir l'appareil devant nous, c'est beaucoup plus facile de savoir s'il y a une fuite ou une défaillance. Nous avons la responsabilité de surveiller la sécurité de ces appareils et les procédures opérationnelles connexes ainsi que d'assurer l'entretien préventif de ces appareils.

Quand l'appareil est à la surface, il est plus facile d'effectuer un entretien préventif au besoin. Lorsque nous vérifions le fonctionnement du bloc obturateur de puits, nous pouvons voir qu'il fonctionne grâce aux indications qui figurent dessus. Nous vérifions la pression du bloc obturateur de puits toutes les deux semaines et nous en vérifions le fonctionnement quotidiennement. Nous pouvons examiner le bloc obturateur pour déterminer s'il y a une fuite. Nous surveillons la pression au moyen de jauges et de diagrammes, mais il est beaucoup mieux de pouvoir le voir.

Le sénateur Frum : Ma question à l'autre bout du spectre concerne l'élément humain. Nous passons la plus grande partie de notre temps à parler de l'élément technique, et vous insistez sur cet aspect dans votre carte de sécurité n° 3. Quelles politiques avez-vous adoptées à l'intention de l'équipage concernant l'usage de drogues et d'alcool? Est-ce un problème ou si vous avez des politiques d'entreprise?

M. Zukiwski : EnCana Corporation prend très au sérieux l'usage de drogues et d'alcool. Nous avons une politique sur les drogues et l'alcool. De plus, tous les entrepreneurs qui travaillent pour nous ont des politiques sur les drogues et l'alcool. La plupart du temps, notre entrepreneur de forage fait travailler jusqu'à 54 hommes sur notre installation; c'est notre entrepreneur le plus important. L'entrepreneur est extrêmement strict et il a une politique de tolérance zéro à l'égard des drogues et de l'alcool.

Avant de transporter les gens vers la plate-forme de forage, toute odeur d'alcool sera sentie quand ils arriveront à l'hélicoptère. Ils ne pourront pas monter à bord. Il est également probable que leur employeur les licencie.

C'est tolérance zéro pour ce qui est des drogues et de l'alcool.

Le sénateur Frum : À quelle fréquence cela se produit-il?

M. Zukiwski : Nous contrôlons tout le monde avant chaque départ. À quelle fréquence les gens sont-ils surpris en état d'ébriété ou drogués? Jusqu'à maintenant, nous n'avons pas eu de cas de drogue ou d'alcool dans notre exploitation de la côte Est du Canada.

Le président : C'est un bon point. Le sénateur Lang aimerait obtenir une précision, puis le sénateur Frum a une question. Vous avez du temps pour les deux.

Le sénateur Lang : Pour ce qui est de la politique sur les drogues et l'alcool, administrez-vous régulièrement des tests de dopage?

M. Zukiwski : Oui, notre entrepreneur de forage doit subir des tests de dopage et des alcootests à des moments précis.

Le sénateur Lang : Dans votre exposé, vous avez dit que vous aviez des exploitations en Louisiane. Est-ce votre seule exploitation en mer au monde?

Mr. Weatherston: Yes.

Senator Lang: What is asked of you from the regulator regarding your operation in Canada versus your other operations in the world? You mentioned receiving kudos from organizations not directly involved with your operation. Is Canada asking for things to be done differently from other operations, for example, in the Gulf of Mexico or other parts of the world? If Canada does, what is different?

Mr. Weatherston: My experience over the past 20 years has been East Coast Canada and dealing with regulators in Newfoundland and Labrador and Nova Scotia. My career in excess of 30 years has been with respect to offshore environments almost exclusively. I am not comfortable in trying to speculate with respect to other onshore jurisdictions. However, I am happy to have someone who is familiar with regulations in the U.S. and Western Canada from EnCana address that question.

Senator Lang: That would be interesting if there is someone in your organization with an understanding of the differences. We are trying to determine whether differences exist in Canada, offshore in this case, and the United States or elsewhere. Is our regulatory body working in a manner such that we mitigate any catastrophe to the best of our ability from a safety point of view?

Mr. Zukiwski: My experience is more global. I have experienced regulatory regimes in other parts of the world.

Regulatory bodies that we work with on the East Coast of Canada are far more stringent than what I experienced elsewhere in the world. The regulators are extremely diligent in their responsibilities in providing solid goalposts that operators and drilling contractors must abide by from drilling and production, environmental health and safety to certificates of fitness.

As a Canadian, I am proud of how well regulated this Canadian industry is from a personal standpoint. I will stress that these regulators are stringent and provide us with great goals to achieve.

Mr. Weatherston: Much of what we have been talking about recently is retrospective action, inspection, attestation and certification — show me what you do and that you do it. One thing about the regulatory regime in the Canadian offshore environment is that it is proactive. It is more proactive in quality assurance aspects of offshore developments. The regulator is involved with us in the early stages — in submission of the development application plan — years before anything is moved into detailed design, procurement or manufacture.

At each step, we are in consultation with the regulator. The most value that we can possibly achieve is being proactive at the conceptual design of these facilities. How do we design inherent

M. Weatherston : Oui.

Le sénateur Lang : Qu'exige de vous l'organisme de réglementation en ce qui concerne votre exploitation au Canada par rapport à vos autres exploitations dans le monde? Vous avez mentionné avoir reçu des félicitations d'organisations qui ne sont pas directement visées par votre exploitation. Le Canada vous demande-t-il de faire des choses différemment par rapport à d'autres exploitations, par exemple, dans le golfe du Mexique ou dans d'autres régions du monde? Dans l'affirmative, qu'est-ce qui est différent?

M. Weatherston : Au cours des 20 dernières années, j'ai travaillé sur la côte Est du Canada et j'ai fait affaire avec des organismes de réglementation à Terre-Neuve-et-Labrador ainsi qu'en Nouvelle-Écosse. Au cours des mes 30 années et plus de carrière, j'ai travaillé presque exclusivement en mer. Je ne me sens pas à l'aise d'essayer d'émettre des hypothèses sur d'autres administrations dans les terres. Cependant, il me fera plaisir de demander à quelqu'un d'EnCana qui connaît les règlements aux États-Unis et dans l'Ouest canadien de répondre à cette question.

Le sénateur Lang : Ce serait intéressant d'entendre quelqu'un de votre organisation qui comprend les différences. Nous essayons de déterminer si des différences existent au Canada, en mer dans le cas présent, et aux États-Unis ou ailleurs. Notre organisme de réglementation travaille-t-il de manière à pouvoir atténuer toute catastrophe du mieux que nous le pouvons, du point de vue de la sécurité?

M. Zukiwski : Mon expérience est plutôt internationale. J'ai connu des systèmes de réglementation dans d'autres régions du monde.

Les organismes de réglementation avec lesquels nous travaillons sur la côte Est du Canada sont beaucoup plus stricts que ceux que j'ai connus ailleurs dans le monde. Ils prennent très au sérieux leurs responsabilités afin de fournir des paramètres solides que les exploitants et les entrepreneurs en forage doivent respecter dans les domaines du forage et de la production, de la santé environnementale, de la sécurité environnementale et des certificats de conformité.

En tant que Canadien, je suis fier de voir à quel point cette industrie canadienne est bien réglementée. J'insiste sur le fait que les organismes de réglementation sont stricts et nous donnent d'excellents objectifs à atteindre.

M. Weatherston : Récemment, nous avons beaucoup parlé de mesures rétrospectives, d'inspection, d'attestation et de certification — montrez-moi ce que vous faites et que vous le faites. Une des caractéristiques du système de réglementation au large des côtes du Canada, c'est qu'il est proactif. Il est davantage proactif pour ce qui est des aspects touchant l'assurance qualité des exploitations au large des côtes. L'organisme de réglementation est avec nous dès les premières étapes — à l'étape de la présentation du plan de d'exploitation —, des années avant qu'on passe à la conception détaillée, à l'acquisition ou à la production.

À chacune des étapes, nous engageons des consultations avec l'organisme de réglementation. Le mieux que nous pouvons faire, c'est d'être proactifs lors de l'étude de définition de ces

safety from the beginning regarding the materials, reliability and redundancies in the system? That engagement with the regulator in Canada starts early. The regulators have an independent, third-party arm's-length certifying authority that acts as their agent in the more detailed design and risk assessment, layouts, execution strategies, et cetera.

Throughout that entire time, and prior to being confronted with an asset sitting in the ocean, there has been significant interaction with the regulator. That quality ultimately results in higher levels of confidence, technical integrity and safety in the assets offshore. It is generated from that earlier engagement with operators during the design, procurement, manufacture, in-process inspection and pre-commissioning and commissioning start-up proceedings. Regulators are involved in all aspects as we move along.

I hope that gives you improved confidence that we are regulated appropriately. We respect the regulators and, at all times, strive to meet or exceed those requirements. We are open with the regulators about where we are, what we do and how we solve problems as we go.

The Chair: This question probably requires a one-word answer. Oil and gas companies are big international corporations. The suggestion in the U.S. is that the relationship between the regulators and drilling companies may not have been totally at arm's length. Can you assure us the relationship in Canada is at arm's length? Are we open to allegations or suggestions of your companies being in bed with the regulators?

Mr. Weatherston: I can tell you from a personal perspective that I am not in bed with the regulators. I think we have a healthy and mutual respect for our respective positions.

The Chair: You know what I am getting at?

Mr. Weatherston: Yes, I do. Their objectives are to ensure that we operate safely and have the highest levels of technical integrity and redundancy in our facilities. Those objectives are no different from our objectives. In that, we are aligned.

Senator Brown: We were told by a witness from one of the companies that the equipment they use can take pressure up to 10,000 pounds per square inch. The deeper we drill, of course, the higher the water pressure becomes. In the Gulf of Mexico currently, something like 90,000 barrels per day of oil is coming from that well. That pressure all has to come from the pressure of gas, does it not? The gas that is in the formation where the oil is coming from has to be extremely high pressure. Can tell me what the highest pressure ever recorded has been?

installations. Comment devons-nous procéder pour assurer une sécurité inhérente dès le départ en ce qui concerne les matériaux, la fiabilité et les redondances du système? Cet engagement auprès de l'organisme de réglementation au Canada commence tôt. Les organismes de réglementation ont un tiers indépendant appelé société d'accréditation qui agit comme leur agent aux étapes de la conception détaillée, de l'évaluation des risques, de la configuration, des stratégies d'exécution, et cetera.

Pendant tout ce temps, et avant de se retrouver devant une plate-forme dans l'océan, il y a eu de nombreux échanges avec l'organisme de réglementation. Cette qualité se traduit au bout du compte par des niveaux élevés de confiance, une intégrité technique et la sécurité des installations en mer. Elle découle de l'engagement pris tôt avec les exploitants pendant la conception, l'acquisition, la production, le contrôle en cours de fabrication ainsi que les procédures précédant la mise en service et celles suivant la mise en service. Les organismes de réglementation participent à tous les aspects au fil du processus.

J'espère que vous êtes confiants que nous sommes réglementés comme il se doit. Nous respectons les organismes de réglementation et, en tout temps, nous nous efforçons de satisfaire aux exigences ou de les dépasser. Nous discutons ouvertement avec les organismes de réglementation des étapes où nous en sommes, de ce que nous faisons et de la façon dont nous réglons les problèmes que nous rencontrons.

Le président : Il ne suffit probablement que d'un mot pour répondre à la question suivante. Les sociétés pétrolières et gazières sont de grandes sociétés internationales. Aux États-Unis, on a laissé entendre que la relation entre les organismes de réglementation et les entreprises de forage n'est peut-être pas tout à fait indépendante. Pouvez-vous nous assurer que la relation au Canada est indépendante? Pourrions-nous faire l'objet d'allégations ou de suggestions selon lesquelles vos entreprises seraient de connivence avec les organismes de réglementation?

M. Weatherston : Je peux vous dire personnellement que je ne suis pas de connivence avec les organismes de réglementation. Je crois que nous avons un respect sain et mutuel pour nos positions respectives.

Le président : Vous savez où je veux en venir?

M. Weatherston : Oui, je le sais. Ils ont pour objectifs de veiller à ce que nous fonctionnions de manière sécuritaire et ayons les niveaux les plus élevés d'intégrité technique et de redondance dans nos installations. Ces objectifs ne sont pas différents des nôtres. À ce sujet, nous sommes sur la même longueur d'onde.

Le sénateur Brown : Un témoin représentant l'une des sociétés nous a dit que l'appareil qu'ils utilisent peut résister à une pression pouvant aller jusqu'à 10 000 livres par pouce carré. Bien sûr, plus le forage est profond, plus la pression de l'eau est élevée. Actuellement dans le golfe du Mexique, il y a environ 90 000 barils de pétrole par jour qui provient du puits. Cette pression doit provenir entièrement de la pression exercée par le gaz, n'est-ce pas? La pression du gaz qui se trouve dans la formation d'où provient le pétrole doit être extrêmement élevée. Pouvez-vous me dire quelle est la pression la plus élevée qui a été enregistrée?

Mr. Zukiwski: That is a good question. From a formation pressure standpoint, the formation pressure that exists in any formation — and especially in the reservoirs — is a combination of a few things. It is the weight of the rock that is above that reservoir, plus the weight of the fluid contained within all that rock above the reservoir. That weight creates the pressure in the reservoir.

Inside the reservoir, you must have what is called “porosity,” which is free space in the rocks, and also permeability, which are the connections between those free spaces in the rocks. Visualize a sponge that you would wash yourself with; that is typically what a reservoir rock looks like, but in an exploded view.

The contents of the reservoir do not necessarily have to be gas and oil. The contents can be only oil, oil and water or pure gas. It is hard to speculate what BP's reservoir is like because I have not seen their geology, and different reservoirs are different throughout the world and throughout the Gulf of Mexico.

I can tell you what our reservoir is like. The content of our reservoir is natural gas; it has a water drive behind it, which is down below the natural gas. The pressure in our reservoir is slightly lower than 5,000 psi — to be exact, about 4,820 psi. That means that the blowout preventer rating for our stack could be in that 5,000 psi range. One has to consider that the gas, when it comes to surface, has a hydrostatic pressure. Essentially, the pressure we see at surface is approximately 4,250 psi.

At Deep Panuke, we use an 18 and three-quarter inch, 15,000 psi blowout preventer stack. A pressure rating that high is not required for us, but the size of the blowout preventer is required for us because of the tools that we must run through that stack to be able to complete our well for production. The pressure rating of the stack by far exceeds the reservoir pressure rating, but that is the equipment that is available to us on today's market.

Senator Brown: My concern is, is it true that with every well you drill that is deeper than previous wells, you face greater pressure of some kind from something — whether it is water, rock or gas?

Mr. Zukiwski: Definitely, as you drill deeper, the pressure gradient increases; it has to. That is Mother Nature's pressure. She will give you much more pressure for each metre of depth that you drill deeper. There are times when the pressures that are down in the earth will be much greater than what the blowout preventer stack is rated for.

However, the hydrostatic pressure that is applied to that well when it is drilled is more than what that reservoir pressure is. Regarding the pressure rating of the blowout preventer stack, we try to design that blowout preventer stack to meet the expected surface pressure.

Senator Brown: As a comment, we were in Norman Wells a little over a year ago, and they have three wells in the middle of the Mackenzie River. They stated that the wells have been flowing

M. Zukiwski : C'est une bonne question. Du côté de la pression de formation, celle qui existe dans toute formation — et surtout dans les réservoirs — est une combinaison de plusieurs choses. C'est le poids de la roche qui se trouve au-dessus de ce réservoir, additionné au poids du fluide contenu dans toute cette roche. Ce poids crée la pression dans le réservoir.

À l'intérieur du réservoir, il doit y avoir ce qu'on appelle la porosité, c'est-à-dire l'espace libre dans les roches, et aussi la perméabilité, c'est-à-dire les liens entre ces espaces libres dans les roches. Imaginez une éponge avec laquelle vous vous laveriez; voilà à quoi ressemble une roche-réservoir, mais d'un angle éclaté.

Le réservoir ne renferme pas nécessairement du gaz et du pétrole. Il peut s'agir de pétrole seulement, de pétrole et d'eau ou de gaz seulement. Il est difficile d'émettre des hypothèses sur le réservoir de BP parce que je ne connais pas sa géologie et que les réservoirs diffèrent partout dans le monde et dans le golfe du Mexique.

Je peux vous parler de notre réservoir. Notre réservoir contient du gaz naturel; il y a un dispositif de déplacement par poussée d'eau à l'arrière, qui se trouve sous le gaz naturel. Notre réservoir a une pression d'un peu moins de 5 000 psi — d'environ 4 820 psi pour être précis. Cela signifie que la lecture du bloc obturateur de puits pourrait être d'environ 5 000 psi. Il faut tenir compte du fait que le gaz, lorsqu'il arrive à la surface, a une pression hydrostatique. Essentiellement, la pression à la surface est d'environ 4 250 psi.

À Deep Panuke, nous utilisons un bloc obturateur de puits de 18 pouces et trois quarts et qui peut résister à une pression de 15 000 psi. Nous n'avons pas besoin d'une capacité de pression aussi élevée, mais il nous faut un bloc obturateur de puits de cette taille en raison des outils que nous utilisons dans le bloc afin d'être en mesure de terminer notre puits à des fins de production. La capacité de pression du bloc est de loin supérieure à la pression du réservoir, mais c'est l'appareil que nous pouvons nous procurer sur les marchés de nos jours.

Le sénateur Brown : Voici ce qui m'inquiète. Est-ce vrai qu'avec chaque puits que vous forez et qui est plus profond que les puits précédents, vous faites face à une plus grande pression provenant de quelque chose — qu'il s'agisse d'eau, de roche ou de gaz?

M. Zukiwski : Tout à fait. Plus le forage est profond, plus le gradient de pression augmente; il n'a pas d'autres choix. C'est la pression de dame nature. Elle vous donnera plus de pression pour chaque mètre de profondeur de forage. Parfois, les pressions qui se trouvent dans la terre seront beaucoup plus élevées que ce à quoi peut résister le bloc obturateur de puits.

Toutefois, la pression hydrostatique que subit ce puits lors du forage est plus élevée que la pression du réservoir. En ce qui concerne la capacité de pression du bloc obturateur de puits, nous essayons de concevoir le bloc obturateur de puits de façon à ce qu'il puisse résister à la pression prévue à la surface.

Le sénateur Brown : Nous étions à Norman Wells il y a un peu plus d'un an, et il y a trois puits au milieu du fleuve Mackenzie. Les gens nous ont dit que le pétrole s'écoule des puits depuis

for 30 years without a pump, and they estimated that the pool of oil will still be 50 per cent when it no longer comes up without a pump. That made me think that the pressure must be incredible.

Senator Massicotte: Further to earlier questions, I am trying to understand better the difference between an oil spill and a natural gas one. We can see on CNN what an oil blowout is; obviously, there is a significant difference.

I know your answer is that there is little probability of that happening and that you have all kinds of measures. However, even your own report says, "to the best of our ability." In other words, there is a slight risk of a catastrophe, but there is a risk. To understand, on CNN, we see the oil. What is a major disaster on the gas side? What is the consequence of a disaster if you have a gas problem?

Mr. Weatherston: Again, the probability of something like this occurring is remote. The number of failure modes —

Senator Massicotte: I appreciate that, but if there is one?

Mr. Weatherston: If there is one, part of our submission through the environmental assessment process under the Canadian Environmental Assessment Agency, CEAA, was to model those potential events. What would they look like? We had to sit down and set aside the fact that this could not happen and say it has happened.

What we have, then, is full open communication between the gas reservoir at Deep Panuke and the atmosphere. What does that look like? We consider plume dispersions, condensate dispersion modelling, what area is affected, what would it do to wildlife, to birds and fish and so on?

A full catastrophic failure of a well in Deep Panuke that was totally exposed and open to the atmosphere would cause an exclusion zone around that well of approximately one kilometre. We would have to maintain a complete exclusion zone in the ocean around that well until such time as we could properly kill the well and regain control of it.

The gas would come out at some velocity and immediately up into the atmosphere. The major concern with that situation is the small amount of condensate that we talked of earlier. This condensate — and I have seen it personally — is very light oil. As a comparison, it looks like light pilsner beer, also a refined product.

When it is spilled on the ocean, it spreads out quickly. We have seen dispersion modelling that says it could be a kilometre in diameter. That is the extent of the condensate on the surface. It lands on the surface at about 15 microns; and within minutes, between evaporation and dispersion due to ocean movement, it is

30 ans sans l'aide d'une pompe, et ils estiment qu'il restera encore 50 p. 100 de la nappe de pétrole lorsque le pétrole cessera de s'écouler sans pompe. Cela m'a fait penser à la pression, qui doit être incroyable.

Le sénateur Massicotte : Pour faire suite à des questions posées plus tôt, j'essaie de mieux comprendre les différences entre un déversement de pétrole et un déversement de gaz naturel. Nous pouvons voir sur CNN à quoi ressemble une éruption de pétrole; évidemment, il y a une énorme différence.

Je sais que vous allez me dire qu'il est peu probable que cela se produise et que vous avez pris toutes sortes de mesures à cette fin. Cependant, même dans votre propre rapport vous indiquez « du mieux que nous le pouvons ». Autrement dit, il y a un faible risque qu'une catastrophe se produise, mais il y a un risque. Pour comprendre, à CNN, on voit le pétrole. En quoi consiste une catastrophe majeure du côté du gaz? Quelle est la conséquence d'une catastrophe si vous avez un problème de gaz?

M. Weatherston : Encore une fois, la probabilité que quelque chose de ce genre se produise est faible. Le nombre de modes de défaillance...

Le sénateur Massicotte : Je comprends cela, mais y a-t-il une possibilité?

M. Weatherston : S'il y en a une, une partie de notre présentation dans le cadre du processus d'évaluation environnementale de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale, l'ACEE, consistait à expliquer ces catastrophes possibles. À quoi ressembleraient-elles? Nous avons dû mettre de côté le fait que ça ne pourrait pas se produire et dire que ça c'est produit.

Ce que nous avons, alors, c'est une communication complètement ouverte entre le réservoir de gaz à Deep Panuke et l'atmosphère. À quoi cela ressemble-t-il? Nous tenons compte des dispersions du nuage de particules et de la modélisation de la dispersion de la vapeur d'eau, nous déterminons quelle zone est touchée, nous évaluons les conséquences sur la faune, les oiseaux, les poissons, et cetera.

Si un puits à Deep Panuke avait une défaillance catastrophique, il serait complètement exposé à l'atmosphère et il faudrait définir une zone d'exclusion d'environ un kilomètre autour du puits. Il faudrait maintenir une zone d'exclusion complète dans l'océan autour du puits jusqu'à ce que nous puissions bien fermer le puits et en reprendre le contrôle.

Le gaz s'échapperait assez rapidement et se répandrait immédiatement dans l'atmosphère. La préoccupation majeure dans cette situation, c'est la petite quantité de condensat dont nous avons parlé plus tôt. Ce condensat — et je l'ai vu personnellement — est du pétrole très léger. En guise de comparaison, il ressemble à une bière pils légère, également un produit raffiné.

Lorsqu'il se déverse dans l'océan, il se répand rapidement. Nous avons vu une mobilisation de la dispersion selon laquelle il pourrait atteindre un kilomètre de diamètre. Voilà l'étendue du condensat à la surface. Il se pose sur la surface à environ 15 micromètres et en l'espace de quelques minutes, entre l'évaporation et la dispersion en

about 1 micron. At 1 micron, it has no deleterious effect on seabirds or anything of that nature.

The concern would be someone coming along and throwing a cigarette butt on it, which we not want to have happen. There are emergency response plans in place to deal with that eventuality. That had to be submitted through an EA process and fully described and understood by all of the environmental agencies and all the other regulatory agencies. Then the appropriate emergency response plans we talked about earlier — levels 1, 2 and 3 responses — would be called into play, depending on the significance of that emergency.

Senator Massicotte: In summary, there does not appear to be much risk of damage to the environment. I presume the risk is more to human life from explosions, is that correct?

Mr. Weatherston: Yes.

Senator Lang: To follow up on this point, you are not the first offshore gas operation. Has there ever been this type of a blowout anywhere in the world, to your knowledge?

The Chair: Do you mean gas?

Senator Lang: In gas.

Mr. Zukiwski: Yes, there has.

The Chair: Where?

Mr. Zukiwski: There has been a blowout in the Gulf of Mexico. There has been a recent blowout off the coast of Tunisia; this was about three to four years ago when a drilling rig was burnt down. Also, in India, a platform was struck by a supply vessel and caught fire and burned.

Senator Lang: In those cases, to your knowledge, did it take days to contain it, or are we talking months?

Mr. Zukiwski: I would have to research how long it took to put those fires out and contain those wells, but we can do that and get back to you.

The Chair: Thank you, gentlemen. It has been extremely helpful for us to hear your evidence this morning. We appreciate the time and trouble you have taken to come here from the East Coast and tell us about what you do, and also the undertakings you have made to give us further data, which I gather you will channel through our clerk. Thank you both very much indeed.

I will suspend the meeting. I want to talk to members of the committee in camera for a short time.

(The committee continued in camera.)

raison du mouvement de l'océan, il est d'environ un micromètre. À un micromètre, il n'a aucun effet délétère sur les oiseaux de mer ou autre chose de ce genre.

Il y aurait un problème si quelqu'un lançait un mégot dessus, ce que nous ne souhaitons pas. Il existe des plans d'intervention en cas d'urgence pour réagir si cela se produisait. Ils ont été soumis dans le cadre d'un processus d'évaluation environnementale, ils sont exhaustifs et compris par toutes les agences environnementales et tous les autres organismes de réglementation. Puis, les plans d'intervention en cas d'urgence dont nous avons parlé plus tôt — interventions de niveaux 1, 2 et 3 — entreraient en jeu, selon l'importance de l'urgence.

Le sénateur Massicotte : En résumé, il ne semble pas y avoir beaucoup de risque pour l'environnement. Je suppose que le risque touche davantage les vies humaines à cause des explosions, est-ce exact?

M. Weatherston : Oui.

Le sénateur Lang : Pour faire suite à ce point, vous n'êtes pas la première exploitation gazière au large des côtes. À votre connaissance, ce genre d'explosion s'est-il déjà produit ailleurs dans le monde?

Le président : Parlez-vous du gaz?

Le sénateur Lang : Oui, du gaz.

M. Zukiwski : Oui.

Le président : À quel endroit?

M. Zukiwski : Il y a eu une explosion dans le golfe du Mexique. Il y a eu une explosion récemment au large de la côte de la Tunisie; c'était il y a environ trois ou quatre ans, et une plate-forme de forage a été détruite par les flammes. De plus, en Inde, un navire de ravitaillement a heurté une plate-forme, laquelle a pris feu et a brûlé.

Le sénateur Lang : Dans ces cas, à votre avis, a-t-il fallu des jours pour maîtriser l'incendie ou plutôt des mois?

M. Zukiwski : Je dois faire des recherches pour savoir combien de temps il a fallu pour éteindre ces feux et contenir ces puits, mais nous pouvons vous fournir une réponse à ce sujet.

Le président : Merci, messieurs. Il a été extrêmement utile d'entendre votre témoignage ce matin. Nous vous sommes reconnaissants d'avoir pris le temps de venir ici de la côte Est pour nous parler de ce que vous faites et d'avoir pris des engagements pour nous fournir d'autres données, que vous pourrez remettre à notre greffière. Je vous remercie beaucoup tous les deux.

Je lève la séance. J'aimerais parler aux membres du comité à huis clos pendant quelques instants.

(Le comité poursuit ses travaux à huis clos.)



If undelivered, return COVER ONLY to:
Public Works and Government Services Canada –
Publishing and Depository Services
Ottawa, Ontario K1A 0S5

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à :
Travaux publics et Services gouvernementaux Canada –
Les Éditions et Services de dépôt
Ottawa (Ontario) K1A 0S5

WITNESSES

Tuesday, June 15, 2010

Canadian Coast Guard:

René Grenier, Deputy Commissioner;
Alex Li, Director, Safety and Environmental Response;

Chantal Guenette, Manager, Environmental Response.

Eastern Canada Response Corporation (ECRC):

James Carson, President and General Manager.

Thursday, June 17, 2010

Husky Oil Operations Limited:

Paul McCloskey, Vice-President, East Coast Operations;
Al Pate, General Manager, Exploration and Production Services.

EnCana Corporation:

Malcolm Weatherston, Project General Manager, Deep Panuke,
Canadian Division, Atlantic Canada;
William Zukiwski, Drilling & Completions Superintendent, Deep
Panuke, Canadian Division, Atlantic Canada.

TÉMOINS

Le mardi 15 juin 2010

Garde côtière canadienne :

René Grenier, sous-commissaire;
Alex Li, directeur, Systèmes de sécurité et d'intervention
environnementale;
Chantal Guenette, gestionnaire, Intervention environnementale.

Société d'intervention maritime, Est du Canada (SIMEC) :

James Carson, président et directeur général.

Le jeudi 17 juin 2010

Husky Oil Operations Limited :

Paul McCloskey, vice-président, Opérations de la côte Est;
Al Pate, directeur général, Services d'exploration et de production.

EnCana Corporation :

Malcolm Weatherston, gestionnaire général du projet, Deep
Panuke, Division canadienne, Canada atlantique;
William Zukiwski, surintendant, Forage et complétion, Deep
Panuke, Division canadienne, Canada atlantique.

